

3 1761 11970811 3









Digitized by the Internet Archive  
in 2024 with funding from  
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761119708113>









First Session  
Thirty-Third Parliament, 1984-85-86

Première session de la  
trente-troisième législature, 1984-1985-1986

## SENATE OF CANADA

---

## SÉNAT DU CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

---

Monday, April 21, 1986

**Issue No. 24**  
**Twenty-second Proceedings on:**  
**The National Energy Program**

---

**WITNESSES:**  
(See back cover)

# l'Énergie et des ressources naturelles

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

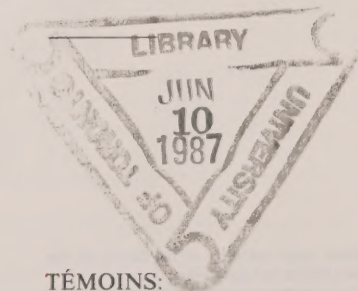
---

Le lundi 21 avril 1986

**Fascicule n° 24**  
**Vingt-deuxième fascicule concernant:**  
**Le Programme énergétique national**

---

**TÉMOINS:**  
(Voir à l'endos)





STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*  
The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (or Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (or Doody)

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings,  
*Vice-président:* L'honorable R. James Balfour

Les honorables sénateurs:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (ou Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (ou Doody)

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)



**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Tuesday, December 18, 1984:

“The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorised to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the papers and evidence received and taken on the subject and the work accomplished during the Second Session of the Thirty-Second Parliament be referred to the Committee;

That the Committee be authorised to meet during an adjournment of the Senate;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative.”

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mardi 18 décembre 1984:

«L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet et les travaux accomplis au cours de la deuxième session du trente-deuxième Parlement soient déferés au comité;

Que le Comité soit habilité à siéger au cours d'un ajournement du Sénat;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, APRIL 15, 1986

(46)

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 12:15 p.m. this day, *in camera*, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Balfour, Hastings, Lefebvre and Olson. (4)

*In attendance:* Messrs. Dean Clay and Lawrence Harris, Energy Advisors. *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects of energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

Messrs. Dean Clay and Lawrence Harris made a statement and answered questions.

At 1:05 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

MONDAY, APRIL 21, 1986

(47)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 10:30 a.m. this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Doody, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre and Lucier. (8)

*In attendance:* *From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

*Witnesses:*

*From Universal Explorations (83) Ltd.:*

Mr. J. A. Mercier, President.

*From Strand Oil & Gas Ltd.:*

Mr. Dennis R. Gieck, President.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

The witnesses made a statement and answered questions.

The Honourable Senator Kenny moved that the documents submitted to the Committee by the witnesses be published as an appendix to the proceedings of the Committee (*see Appen-*

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 15 AVRIL 1986

(46)

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 12 h 15, à huis clos, sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Balfour, Hastings, Lefebvre et Olson. (4)

*Aussi présents:* MM. Dean Clay et Lawrence Harris, conseillers en matière d'énergie. *Du Bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est ordonné: Que le Comité se réunisse à huis clos.

MM. Dean Clay et Lawrence Harris font des déclarations et répondent aux questions.

A 13 h 05, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE LUNDI 21 AVRIL 1986

(47)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 10 h 30, sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Doody, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre et Lucier. (8)

*Aussi présents:* *Du Bureau de recherches du Comité:* M. Dean Clay (science et technologie); M. Lawrence Harris (économie). *Du Bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Également présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

*Témoins:*

*De Universal Explorations (83) Ltd.:*

M. J. A. Mercier, président.

*De Strand Oil & Gas Ltd.:*

M. Dennis R. Gieck, président.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Les témoins font des déclarations et répondent aux questions.

L'honorable sénateur Kenny propose que les documents soumis au Comité par les témoins soient joints en annexes aux délibérations du Comité (*voir l'appendice «ENR-24-A» de ce fascicule et «ENR-24-B» d'un fascicule subséquent*).



dix "ENR-24-A" in this issue and "ENR-24-B" in a subsequent issue).

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative.

At 12:32 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

La question, mise aux voix, est adoptée.

A 12 h 32, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Monday, April 21, 1986

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 10.30 a.m. to review all aspects of the National Energy Program including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, as we continue our study on the marketing of oil from the source to the consumer, we are pleased to have with us this morning Mr. J.A. Mercier, President of Universal Explorations Limited, and Mr. Denis Gieck, President of Strand Oil & Gas Ltd. The documents you have supplied to us, Mr. Mercier, indicate that you represent another sector of the oil industry. We found your letters and submissions interesting and no doubt we will have a fruitful session. If you have an opening statement, we will question you later.

**Mr. J. A. Mercier, President, Universal Explorations (83) Ltd.:** Thank you, Mr. Chairman. Denis and I appreciate the opportunity to give you the viewpoint of part of the industry that we think is really unknown. There are several reasons for this. For instance, if I make certain statements to a good friend such as Paul Gagnon, who was in the oil industry on our side for a long time, he will say, "Well, the officials at EMR tell us that this is not so, that the deregulation is working very well, that you have no specific problems and that you people have been given too much." Then, when I read the interim report from the Senate committee itself, I find in it statements that scare us, frankly. I realize this was written before the Western Accord; I recognize it was an interim report last August; but a statement like, "the industry neither wants nor needs grants" comes from CPA and IPAC; it does not come from the vast number of independents.

I do not want to repeat the submission, because you people have been good enough to read it and tell me that you have found it interesting, but the submission is perhaps not clear on whom we represent. After Mr. Wilson gave us the opportunity to appear before you, we had two very quick meetings of about 15 people. If you get more than 15 independents in a room it gets very fractious, as you probably know, and we are already a bit like cowboys in the way we operate our oil industry; but with those 15 there was a common thread immediately. That is what is shown in the letters, and that is why we would like to call your attention to the letters.

Our small explorers group does not really have a name, but I have said in the submission that if you people would like to have 100 such letters, we could have them in a week or two. I apologize for the condition of the submission. It was done fairly hurriedly. In the middle of our meeting one member had to run out because he was under a bank review, and another

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le lundi 21 avril 1986

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 10 h 30 pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, nous poursuivons notre étude de la commercialisation du pétrole depuis la tête de puits jusqu'au consommateur. Nous avons le plaisir d'accueillir aujourd'hui M. J. A. Mercier, président d'Universal Explorations Limited, ainsi que M. Denis Gieck, président de Strand Oil & Gas Limited. D'après les documents que vous nous avez remis, monsieur Mercier, vous représentez un secteur différent de l'industrie pétrolière. Vos lettres et mémoires nous semblent très intéressants et nous aurons sans aucun doute une séance très fructueuse. Vous voulez peut-être faire une déclaration préliminaire. Nous passerons ensuite aux questions.

**M. J. A. Mercier, président, Universal Explorations (83) Ltd.:** Je vous remercie, monsieur le président. Mon collègue et moi sommes heureux de vous exposer le point de vue d'un secteur de l'industrie qui pour plusieurs raisons semble vraiment méconnu. Voici comment les choses se passent: Par exemple, si j'expose un certain point de vue à un bon ami comme Paul Gagnon, qui a travaillé dans le secteur pétrolier à nos côtés pendant longtemps, il me répondra: «Les fonctionnaires du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources nous ont dit le contraire, que la déréglementation fonctionne très bien, que vous n'avez pas de problèmes particuliers et qu'on vous a déjà beaucoup trop accordé.» Puis, en lisant le rapport provisoire du Comité sénatorial, j'y trouve des affirmations inquiétantes pour nous, franchement. J'admets qu'il a été rédigé avant l'accord de l'Ouest et je reconnais que c'était un rapport provisoire d'août dernier—mais une affirmation du genre «l'industrie ne veut ni n'a besoin de subventions» vient de l'ACP et de l'APIC; ce ne sont pas les propos des nombreux exploitants indépendants.

Dans notre mémoire, que je ne vais pas répéter, étant donné que vous vous êtes donné la peine de le lire et de me dire que vous l'avez trouvé intéressant, on n'expose pas clairement quels sont les intérêts que nous représentons. Après avoir reçu l'invitation à comparaître de M. Wilson, nous avons tenu deux brèves réunions auxquelles ont participé une quinzaine de personnes. Or, vous vous imaginez bien que quand plus de 15 exploitants indépendants sont réunis dans une pièce, le climat est très tendu. Nous exploitons déjà le pétrole un peu à la manière de cowboys. Mais ces 15 exploitants indépendants se sont immédiatement reconnus un point commun. C'est bien ce que révèlent les lettres que nous avons reçues et sur lesquelles nous aimerions attirer votre attention.

Notre petit groupe d'exploitants n'a pas vraiment de nom, mais comme je le dis dans le mémoire, si vous le vouliez, nous pourrions vous procurer une centaine de lettres de ce genre, en une semaine ou deux. Nous demandons votre indulgence en ce qui concerne la présentation du mémoire. Il a été rédigé assez rapidement. Au beau milieu de la séance, un membre a dû par-



## [Text]

had to leave because of an operating problem—and you probably understand that certain operating problems have to be dealt with immediately.

Let me just go back to my experience, if you will. I spent eight years with a major oil company. I was once on CPA's committees. I spent five years with a high-flying American independent, and I was on IPAC's committees. Since 1970 I have run two public companies: Universal Gas, which was sold to Aquitaine with FIRA approval in 1979, and Universal Explorations, which was born because FIRA would not let us sell Universal Gas without keeping our people working and committing ourselves to putting as much money in the ground. Universal Explorations is the pertinent one, because it has gone through the changes we have seen in the last seven or eight years. We started off with a \$3.8 million debt and an annual overhead of \$1 million. We were just nicely getting out of trouble when we ran into the ego trip that the oil industry got into. We made the mistake of buying the Petro Company, which had no staff but had a pretty good production. We bought it from the Mannixes and, probably the Mannixes are where they are and I am where I am because of their timing. We closed the deal the week of the energy agreement between Ottawa and Edmonton. That is when the disasters started to hit.

Notwithstanding those, last year with our projections in addition to interest on our debt, we were nicely into a repayment schedule with the bank and were able to raise \$17 million to put back into the ground. This year we have not raised a cent because of so many coincidental things happening at one time. These are the issues being addressed here, and Mr. Gieck will address more specifically the issues of marketing and price.

What concerns me is that, from my experience with CPA and IPAC, and the use of the computer, I know that you can make numbers do anything you want. I have no illusion that when Dennis and I are finished here, IPAC, CPA, Imperial or Texaco could produce a document that would just prove us liars and would show that we do not know what we are talking about. We are hitting a moving target. All of us know that we are getting \$2 to \$6 a barrel less for our crude than world price—and that is a bite enough without taking that discount; all of us know that we are very uneasy about what has happened with prorationing and so forth, and we know that in Ottawa, you people have a tremendous amount of material coming in to you. As soon as the NEP was in place two gentlemen in Ottawa, Jim Gray and John Masters of Canadian Hunter, made it their business to destroy the NEP if they could. They had a lot of assistance from IPAC and CPA.

Now, none of us liked the PGRT, because it was such a rift between Ottawa and Edmonton, but PGRT was like a royalty off the top which really should have belonged to the province and it made a lot of enemies of the politicians and a lot of the people in Alberta. But we liked the grants. We liked the Canadianization, and anybody that tells you that the PIP

## [Traduction]

tir précipitamment, parce qu'il faisait l'objet d'un examen bancaire, et un autre a dû en faire autant à cause d'un problème d'exploitation. Vous comprenez sans doute que certains problèmes d'exploitation doivent être réglés immédiatement.

Permettez-moi de parler un peu de mon expérience. J'ai travaillé pendant huit ans pour une grande société pétrolière et j'ai déjà fait partie des comités de l'ACP. J'ai passé cinq ans au service d'une entreprise américaine indépendante de grande envergure et j'ai fait partie des comités de l'APIC. Depuis 1978, je gère deux sociétés publiques: Universal Gas, qui a été vendue à la société Aquitaine avec l'autorisation de la FIRA en 1979; et Universal Explorations, qui a vu le jour parce que la FIRA ne nous autorisait à vendre Universal Gas que si nous conservions notre main-d'œuvre et nous engagerions à investir davantage dans l'exploration. C'est Universal Explorations qui nous intéresse ici, parce qu'elle a subi les changements que nous avons observés au cours des sept ou huit dernières années. Elle a débuté avec un endettement de 3,8 millions de dollars et des frais généraux annuels de un million. Elle se tirait toutefois assez bien d'affaire, jusqu'à ce que nous nous laissions gagner par cette ambition dont a été pris le secteur pétrolier. Nous avons commis l'erreur d'acheter la société Petro, qui n'avait pas de personnel mais une assez bonne production. Nous l'avons achetée à Mannixes. Sans doute que si Mannixes en est là et nous à ce point, c'est qu'elle su agit au bon moment. Nous avons conclu le marché la semaine même où fut signée l'entente énergétique entre Ottawa et Edmonton. C'est alors que tout a commencé à s'écrouler.

Néanmoins, l'année dernière, selon nos prévisions, compte tenu des intérêts que nous versons sur notre dette, nous étions en bonne voie pour rembourser la banque et avons pu souscrire 17 millions de dollars pour investir dans la prospection. Cette année, trop d'événements s'étant produits en même temps, nous n'avons rien recueilli. Ce sont les questions dont nous traitons maintenant et que M. Gieck abordera de façon plus précise à propos des ventes et des prix.

Compte tenu de ce que je sais de l'ACP et de l'APIC, et de l'utilisation qu'on fait des ordinateurs, je crains qu'on puisse faire dire ce qu'on veut aux chiffres. Je suis persuadé qu'après notre comparaison, l'APIC ou l'ACP, Imperial ou Texaco pourraient vous fournir des documents montrant noir sur blanc que nous mentons ou que nous ne savons pas de quoi nous parlons. Nous visons une cible mobile. Chacun sait que nous tirons de notre pétrole brut de 2 à 6 dollars de moins le baril que le prix mondial, et c'est une perte suffisante, sans y ajouter cette réduction. Vous savez que nous sommes très insatisfaits de ce qui s'est produit avec la proration. Nous savons aussi qu'Ottawa reçoit énormément de documents sur la question. Dès l'entrée en vigueur du PEN, deux hommes, MM. Jim Gray et John Master de Canadian Hunter, ont entrepris ici à Ottawa, de démanteler le PEN. Ils ont été beaucoup aidés en cela par l'APIC et l'ACP.

Personne ne voyait d'un bon œil la taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG), parce qu'elle créait un profond différend entre Ottawa et Edmonton. Toutefois, la TRPG, qui était une redevance prioritaire, aurait dû revenir à la province, mais elle a dressé les uns contre les autres les personnalités politiques et bien des gens en Alberta. Mais nous



*[Text]*

grants did not do any good should realize just how many wells companies like Universal have drilled. When you combined the PIP grants with the tax write-off, this was an excellent place to raise money when there was a decent price for the product and when there was an assurance that you could market your product. These are the things that we have lost.

So my own personal views are contained in this material. As I said, if you people would like to have 100 letter such as the one you have here, without any cooking by us, they could be provided in a week or two—and this time in English and in French—and we could print them and bind them so it would not be such an inconvenience to you. I do not know if that would serve a purpose.

In any event, I ask you to look at some of these letters. For instance, Yoho is a gentleman I worked for at one time, who was one of the originators of IPAC. He has changed 180 degrees in the last few years, but, if you look with care at Yoho, he pinpoints some of the problems we have. From my point of view, I would also like you to look at the comparison that I made with Texaco. Just using a couple of lines out of the annual report you will see that, if you reduce PGRT or reduce royalties, Texaco will be able to maintain its dividend payments. It will not put the drillers and the service companies back to work. With a growth independent it does not matter what incentive you give him, the money will immediately go into the ground and, if he is typical, there will be \$2 or \$3 more of somebody else's money that will also go into the ground. If the changes that are made now, such as PGRT and royalty, are the only changes that are made, you will lose the independent sector of your industry. The independent sector of the industry is vitally important because it is the only sector that is finding the non-conventional pools in Alberta and Saskatchewan and, to a lesser extent, B.C. If you do that, the people we are losing now, that is, the engineers and the geologists—people who are trained for nothing but work in the oil industry and who are highly-trained and dedicated—will go off and teach school or start new companies, and we will never see them again.

Mr. Chairman, that concludes my opening remarks. Perhaps now Mr. Gieck will continue with his remarks, and I hope the rest of our submission will be completed after your questions.

**Senator Balfour:** Did I understand you to say that the independents are the only group exploring for and finding non-conventional oil?

**Mr. Mercier:** I am sorry; I meant to say conventional oil.

**Mr. Dennis R. Gieck, President, Strand Oil & Gas Limited:** Honourable senators, I should like to address two key problems facing junior oil and gas companies today. One, of course, is the crude oil price collapse as it reflects on our operations, and the other is deregulation and the problems associated with refining and market control.

*[Traduction]*

étions en faveur des subventions et d'accord pour la canadienisation. Quiconque affirme que le programme d'encouragement du secteur pétrolier n'a rien donné devrait songer au nombre de puits qu'ont forés des sociétés comme Universal. Ces subventions, ainsi que le dégrèvement fiscal constituaient d'excellents moyens de réunir des fonds, à l'époque où l'on pouvait tirer un prix décent du produit et où l'on était assurés de pouvoir commercialiser ce dernier. Voilà ce que nous avons perdu.

Ce document expose mes vues personnelles. Je vous le redis: si vous souhaitiez obtenir cent lettres comme celles que vous avez en main, on pourrait, sans que je mette la main à la pâte, vous les fournir en une semaine ou deux, dans les deux langues officielles. Nous pourrions aussi les imprimer et les relier pour que vous puissiez les consulter facilement. Ce serait peut-être utile.

Prenez connaissance de quelques-unes de ces lettres. Celle de M. Yoho, par exemple. J'ai travaillé avec lui à l'époque. Il est un des fondateurs de l'APIC. Il a fait volte-face depuis, mais vous verrez qu'il délimite bien certains de nos problèmes. J'aimerais simplement que vous examiniez la comparaison que je fais avec Texaco. A partir d'un extrait du rapport annuel, on voit qu'en réduisant la TRPG ou les redevances, on permettrait à Texaco de continuer à verser des dividendes. Cette société ne redonnerait du travail ni aux entreprises de forage ni aux sociétés de service. Dans le cas de l'entrepreneur indépendant, s'il y avait augmentation, peu importe l'encouragement qu'on lui accorde, l'argent serait aussitôt réinvesti dans le forage et, sauf erreur, deux ou trois autres dollars provenant d'un tiers seraient aussi réinvestis dans le forage. Si les modifications qu'on apporte maintenant, comme celles qui ont trait à la TRPG et aux redevances, sont les seules qu'on veut faire, on perdrait la composante indépendante de cette industrie. Or, cette composante est très importante, parce que c'est la seule qui découvre des gisements de pétrole non classique en Alberta et en Saskatchewan, et dans une moindre mesure, en Colombie-Britannique. S'il en est ainsi, les gens que nous perdons maintenant, des ingénieurs et des géologues, des gens qui ont une formation poussée qui ne leur permet cependant de travailler que dans le secteur pétrolier, partiront enseigner ou lancer de nouvelles entreprises et nous ne les reverrons jamais.

Monsieur le président, j'ai terminé ma déclaration préliminaire. M. Gieck souhaite peut-être prendre la parole. J'espère que nous aurons passé en revue tout notre mémoire après vos questions.

**Le sénateur Balfour:** Vous ai-je entendu dire que les entrepreneurs indépendants forment le seul groupe qui fasse de la prospection et qui découvre des réserves non classiques?

**M. Mercier:** Je suis désolé, je voulais parler de réserves classiques.

**M. Dennis R. Gieck, président, Strand Oil & Gas Limited:** Honorables sénateurs, j'aimerais aborder les deux grands problèmes auxquels font aujourd'hui face les petites sociétés pétrolières et gazières. Je songe d'abord à l'effondrement du prix du pétrole brut et à l'incidence qu'il a sur nos opérations. Je songe aussi à la déréglementation et aux problèmes de raffinage et de contrôle des marchés.

*[Text]*

At the outset, I should like to describe a junior. Generally, people think in terms of less than 5,000 barrels a day of production. In more general terms, these companies produce probably less than 1,000 barrels a day. Strand Oil & Gas Limited produces about 950 barrels a day. We are a public company that was formed in 1980 with zero production and have since increased that production to 950 barrels a day and about 3.5 million cubic feet per day.

Generally, juniors are 100 per cent Canadian. In our case, we are 85 per cent Canadian. As a group, we employ directly several thousand employee. A large majority of these people are professionals such as engineers, geologists, geophysicists, accountants, and so on. Indirectly, we employ probably multiples of four to six. That is based on reported numbers. For every employee we have, and we have several thousand, we indirectly employ four or six times that number. These include drilling companies, service companies, steel companies, manufacturing companies, and so forth.

We are not represented by the CPA. We have found, more recently, that, although a large number of our group belongs to IPAC, we do not agree, to a large extent, with IPAC's suggestions as to how to handle the problems. I think this comes mostly from the growth of IPAC into an organization that is represented by intermediate-sized companies. I am now talking of companies that produce 10,000 to 20,000 barrels a day. Certainly, their needs and requirements are different from those of the smaller companies.

As a group, historically, we have been given special incentives. Probably the two most important incentives were the PGRT exemption of \$500,000 a year and the Alberta Royalty Tax Credit system under which 75 per cent of the royalties are rebated—and for this year it will be 95 per cent—to a maximum of \$4 million.

I would like to point out that these incentives are not different in absolute numbers between ourselves and major companies. The absolute number stays the same; it is only that these numbers are very much more important to us on a relative basis.

I should also like to point out that special incentives are not uncommon in our industry. For example, unconventional oils, such as the tar sands, have very favourable royalty treatment, in fact, probably a lot more favourable than our net royalties and those of ARTC. When looking at these incentives, people say that we do not need further special treatment. In fact, even people in our industry may say that the industry must rationalize and the existence of juniors is not necessary. I submit that we are necessary and, in fact, that we are a major force within the industry. We have used our incentives wisely and to the benefit of all Canadians. We are still the primary means of developing conventional reserves in Canada.

*[Traduction]*

D'abord, j'aimerais décrire ce qu'est une petite entreprise pétrolière. De façon générale, on pense qu'une telle entreprise produit moins de 5 000 barils par jour. En réalité, ces entreprises en produisent moins de 1 000 barils par jour. Pour sa part, Stand Oil & Gas Limited produit environ 950 barils par jour. Nous sommes une société publique qui a été constituée en 1980 et qui ne produisait alors rien du tout. Nous avons depuis atteint un taux de production de 950 barils par jour, et 3,5 millions de pieds cubes par jour.

En règle générale, les petites entreprises sont entièrement canadiennes. Dans notre cas, nous le sommes à 85 p. 100. En tant que groupe, nous employons directement plusieurs milliers de personnes. Une grande majorité de celles-ci sont des professionnels, des ingénieurs, des géologues, des géophysiciens, des comptables, etc. Indirectement, nous fournissons de l'emploi à quatre à six fois plus de gens. Je m'appuie sur les chiffres qu'on nous a fournis. Pour chaque employé que nous avons, et nous en comptons plusieurs milliers, nous fournissons indirectement de l'emploi à quatre à six fois plus de personnes. Je songe notamment aux entreprises de forage, aux sociétés de service, aux aciéries, aux sociétés manufacturières et à d'autres encore.

L'ACP ne nous représente pas. Nous avons constaté récemment que, même si un grand nombre des membres de notre groupe font partie de l'APIC, nous ne partageons pas le point de vue de cette association quant à la façon d'envisager le règlement des problèmes qui se posent. Cette divergence de vue tient surtout au fait que l'APIC est devenu une organisation représentée par des sociétés intermédiaires, qui produisent de 10 000 à 20 000 barils par jour. Il va sans dire que leurs besoins diffèrent des nôtres.

Par le passé, en tant que groupe, nous avons bénéficié d'une mesure spéciale d'encouragement. Les deux plus importantes étant sans doute l'exonération de la TRPG de 500 000 \$ par année, ainsi que le système de crédit d'impôt des redevances de l'Alberta, qui permet une réduction de 75 p. 100 des redevances. Cette année, ce taux sera porté à 95 p. 100, jusqu'à concurrence de 4 millions de dollars.

Je tiens à souligner que ces mesures d'encouragement, en chiffres absolus, sont les mêmes pour nous que pour les grandes sociétés. La seule différence est que, tout étant relatif, ces chiffres revêtent une importance beaucoup plus grande pour nous.

J'aimerais aussi dire que les mesures spéciales d'encouragement ne sont pas rares dans notre secteur. Par exemple, les réserves non classiques, comme les sables bitumineux, ont bénéficié en ce qui concerne les redevances d'un traitement très favorable, et sans doute beaucoup plus avantageux que ne l'ont été nos redevances nettes et celles d'ARTC. Vu ces mesures d'encouragement, la population trouve que nous n'avons pas besoin d'autre traitement préférentiel. En réalité, même des gens de notre secteur soutiendront que celui-ci doit procéder à une rationalisation et que l'existence de sociétés mineures n'est pas nécessaire. Je soutiens quant à moi que nous sommes nécessaires et que nous représentons une force majeure au sein du secteur pétrolier. Nous avons utilisé les mesures d'encouragement d'une façon sage et dans l'intérêt de tous les Cana-



[Text]

I would suppose that you are all aware that Canada's oil reserves have been decreasing since 1969. If you extract acquisitions and the development of unconventional reserves, you would be hardpressed to find one major company that has shown an increase in reserves in the last five years. In other words, Canada is tracking the majors.

Conversely, you would be hardpressed to find one junior company which has not shown an increase in reserves in that same time frame. In other words, we are finding oil and gas; we are using the money; and we are being successful. As a group, we invest at least three times our cash flows. They vary between two and six. You will not find a major that even comes close to that. We are the key element in raising equity money in Canada.

I am not saying that we do not need the majors for their financial stability and their long-term development of the frontier areas, the heavy oils and the tar sands for future needs; what I am saying is that we need both components and that we are the one component in terms of developing conventional reserves.

I would now address our problems. The removal of the PGRT will not help us. It will create a windfall for the majors and, as Mr. Mercier has said, they will either pay dividends or they will pay off the debts they have incurred in other major takeovers. They may even use the money to buy us. That will all be done within the next six months.

The lowering of royalties will not help us. It will again favour the majors or the intermediaries as does the removal of the PGRT. The removal of the lowering of these two components should be phased out for long-term strength of the industry. However, they are not critical to the survival of the juniors. A major component of the industry will be lost if these are the only two regulations that are affected.

The majors are going to survive low oil prices. They have the financial strength. They are not subject to the same banking pressures as are the small companies even though, on a dollar-per-dollar basis, the smaller companies are just as strong as the large companies, but there is not the same amount of banking pressure on a major as there is on a junior. In other words, a Dome can survive, but a Strand cannot, and I would point out that we are a lot more financially-sound than Dome.

It would also help if we were integrated and could reap some of the benefits downstream as do the majors. The junior oil and gas companies, the oil and gas companies, the drilling companies and the service companies are not surviving; they are folding up every day. Probably, for the most part, they will be gone by the end of the year. They will be consumed by the multinationals.

[Traduction]

diens. Nous demeurons le principal outil de mise en valeur des réserves classiques au Canada.

Je suppose que vous savez tous que les réserves pétrolières du Canada diminuent depuis 1969. Si l'on fait abstraction des acquisitions et de la mise en valeur des réserves de pétrole non classiques, on a beaucoup de mal à trouver une société d'importance qui ait enregistré une augmentation de ses réserves au cours des cinq dernières années.

En revanche, on aurait du mal à trouver une petite société pétrolière qui n'a pas enregistré d'augmentation de ses réserves pendant la même période. Nous découvrons du pétrole et du gaz; nous utilisons nos fonds; nous réussissons. En tant que groupe, nous investissons au moins le triple de notre flux de liquidités, qui varie entre deux et six. Il n'existe pas une seule grande société qui puisse en faire autant. Nous sommes au Canada les principaux souscripteurs de fonds propres.

Je ne veux pas dire que nous n'avons pas besoins de la stabilité financière des grandes sociétés ni de l'engagement à long terme qu'elles ont pris de mettre en valeur les zones pionnières, les gisements de pétrole lourd et les sables bitumineux pour répondre aux besoins futurs. Je dis tout simplement que nous avons besoin et des petites et des grandes entreprises pétrolières, et que nous jouons quant à nous un grand rôle dans l'exploitation des réserves classiques.

Je vous expose maintenant nos problèmes. La suppression de la TRPG ne nous avantagera pas. Cependant les grandes entreprises pétrolières y trouveront, elles, de nombreuses retombées, comme l'a dit M. Mercier, parce qu'elles pourront soit continuer de verser des dividendes soit rembourser les dettes qu'elles ont contractées à l'occasion du rachat d'autres grandes entreprises pétrolières. Elles pourraient même utiliser ces fonds pour acheter nos entreprises. Ce sera chose faite dans six mois.

La réduction des redevances ne nous sera d'aucun secours. Elle profitera à nouveau aux grandes entreprises et aux sociétés intermédiaires, tout comme la suppression de la TRPG. Pour renforcer à long terme le secteur pétrolier, il faut mettre fin progressivement à la réduction de ces deux composantes. Toutefois, elles ne sont pas essentielles à la survie des petites entreprises. Une importante composante du secteur sera menacée si l'on ne modifie que ces deux seuls règlements.

Les grandes entreprises survivront à la baisse du pétrole. Elles en ont la capacité financière et ne sont pas assujetties aux mêmes exigences bancaires que les petites entreprises, même si, dollar pour dollar, celles-ci sont tout aussi solides que les grandes. Toutefois, les banques n'exercent pas sur les grandes entreprises les mêmes pressions que sur les petites. Une entreprise comme Dome peut survivre, mais non une entreprise comme Strand. Pourtant, je vous assure que nous sommes financièrement beaucoup plus stables que Dome.

Il serait bon aussi que nous soyons intégrés et que nous puissions récolter certains des avantages du secteur aval, comme le font les grandes sociétés. Les petites entreprises pétrolières et gazières, les entreprises de forage et les sociétés de service ne peuvent survivre. Il en disparaît chaque jour. On peut prévoir que la majeure partie d'entre elles auront disparu d'ici à la fin de l'année. Elles auront été absorbées par des multinationales.



## [Text]

Therefore, what do we need? We made a submission to the Alberta government for a stabilized oil price of \$20 U.S. per barrel for 500 barrels a day. There are reasons for this. We believe that, certainly, the stabilized oil price would restore investor confidence and allow us to continue to raise equity financing. Right now, we cannot raise a dollar. If the OPEC nations decided that the price of crude was to go to \$30 U.S. tomorrow, we would still find it difficult to raise equity money because the investor would always be afraid that that price, one week, two weeks or one month from now, would drop to \$10. We have lost all confidence in the equity investment market. If we can restore that confidence, we can get back to drilling and finding oil and gas, as we have done, and thus reduce the dependence that Canada has on a world supply controlled by the politically unstable Middle East. It would also allow us sufficient time to rationalize our operations. We cannot exist long enough to rationalize. The majors can, as can the intermediates; we cannot get through a period of low prices.

Our suggestion would not be an onerous burden upon the consumer. We may talk about 500 barrels a day per company, yet we do not know exactly what the numbers are. I would suggest, however, that a 200,000 barrel a day effect would be the sort of number we are looking at. In other words, we are looking at stabilizing the price at \$20 U.S. on 200,000 barrels a day, or approximately 15 per cent of the total production in Canada. I would suggest that that can be done without an increase and that there could still be some more downside left at the pumps in addition to this program.

We also need an equitable marketing system—one that would ensure that all producers get a share of the market and a reasonable price for their crude. At the present time, we are receiving between \$2 and \$6 less per barrel for our crude than the price for which our comparable crudes are selling in the U.S. and on the world market. What is alarming about this is that, even though we are competitive on a price basis, we find ourselves shut in 25 to 40 per cent; in other words, even though we are competitive, we cannot sell our crudes. The reason why that keeps showing up is either a lack of market or a lack of pipeline capacity.

Six months ago we were producing at these rates and we were putting this amount of oil through the system. There is no reason why we should not be putting that oil through right now. I submit that the cause of this is a weakening of the Alberta prorationing system and a weakening of the Alberta Petroleum Marketing Commission, and I am now specifically talking about the Alberta crude supply. Purchasers can now purchase our crude in a supplementary market. They can go around the prorationing system and, as a result, a lot of the crude oils from the smaller companies that are not integrated are not being allowed into the marketplace. There are numerous examples of this. I can cite a specific case involving our production in Shekelie. We were cut back 100 metres per day, which is large for our firm, and we were told by IPL that the reason was a lack of pipeline capacity. As it turned out, one of

## [Traduction]

Par conséquent, que nous faut-il? Il avait demandé au gouvernement de l'Alberta de fixer un prix stabilisé du pétrole de 20 \$ US le baril applicable à une production de 500 barils par jour. Il y a des raisons à cela. Nous croyons que le prix stabilisé du pétrole rétablira la confiance des investisseurs et nous permettra de souscrire des fonds propres. Pour l'instant, nous ne pouvons trouver un seul dollar. Même si les pays de l'OPEP décidaient que le prix du brut doit atteindre les 30 \$ US demain, nous aurions encore du mal à souscrire des fonds propres, parce que l'investisseur craindra toujours que dans une ou deux semaines ou dans un mois, ce prix ne retombe à 10 \$. On a perdu toute confiance dans le marché de l'investissement de fonds propres. Si nous pouvions rétablir cette confiance, nous pourrions recommencer à forer et découvrir du pétrole et du gaz et réduire la dépendance du Canada à l'égard de l'approvisionnement mondial, qui est sous la domination d'un Proche-Orient politiquement instable. Nous aurions le temps voulu pour rationaliser nos activités d'exploitation. Cependant, nous ne pourrions survivre assez longtemps pour procéder à cette rationalisation. Les grandes entreprises, comme les entreprises intermédiaires, le peuvent, elles. Quant à nous, nous ne pouvons résister à une période de baisse des prix.

Notre proposition ne coûterait pas cher au consommateur. Parlons de 500 barils par jour par entreprise, bien que nous ne sachions pas exactement à combien s'établirait la production. Je dirais toutefois que nous pourrions nous attendre à une production de 200 000 barils par jour. Nous envisageons de stabiliser le prix à 20 \$ US pour 200 000 barils par jour, soit approximativement 15 p. 100 de la production totale du Canada. Je crois qu'on peut y parvenir sans imposer d'augmentation et que les stations-services feraient même davantage de bénéfices en aval, en plus de ce programme.

Il nous faut aussi un système de commercialisation équitable; un système qui garantirait à tous les producteurs une part du marché et un prix raisonnable pour leur brut. Actuellement, nous touchons pour notre brut de 2 à 6 \$ de moins le baril que le prix auquel nos bruts comparables se vendent aux États-Unis et sur le marché mondial. Ce qu'il y a d'inquiétant dans tout cela, c'est que, même si nous offrons un prix concurrentiel, nous en sommes réduits à une part de 25 à 40 \$ et nous ne pouvons pas vendre notre brut. Si la situation persiste, c'est soit à cause d'un manque de débouchés soit en raison de la capacité insuffisante du pipe-line.

Il y a six mois, nous produisions à ces rythmes et parvenions à acheminer ce volume de pétrole par le système en place. Il n'y a donc pas de raison pour que nous ne puissions le faire maintenant. Je présume que la situation est imputable à l'affaiblissement du système de proration de l'Alberta et à l'affaiblissement de l'Alberta Petroleum Marketing Commission. Je parle ici précisément de l'approvisionnement en pétrole brut de l'Alberta. Les acheteurs peuvent maintenant se procurer notre brut sur un marché supplémentaire. Ils peuvent déjouer le système de proration et, par conséquent, de grandes quantités de pétrole brut provenant de petites sociétés pétrolières non intégrées ne peuvent maintenant être vendues sur le marché. Je pourrais citer de nombreux exemples de ce genre, dont le cas précis de notre production à Shekelie. On a réduit notre part de cent mètres par jour, une importante réduction

## [Text]

our partners had nominated production to the supplementary market. In discussions with this firm, we arranged a situation where we could use their supplementary nomination. We advised IPL of the supplementary market and our crude went on stream within an hour. One hour we were told that the capacity was not there and the next hour we were on stream. The problem was that we received \$3 less for our crude, but at least we got it produced.

A second paradox is that the benefits are not being passed on to the Canadian consumer and they must be showing up in the U.S. marketplace. The refiners could probably come up with a myriad of reasons why the crude is not showing up in certain places and why the price is not being lowered in certain areas in Canada. But if we just look at Alberta—and that is the only place for which we have the numbers—Alberta produces about a million barrels per day to the Canadian market and exports about 300,000. Of the million produced, 300,000 to 330,000 are refined right in Alberta and the rest goes to eastern Canada. If we examine the prices paid by the refiners a year ago versus what they are paying now, we can very easily come up with reduced costs of between \$7 billion and \$9 billion per year on an annualized basis. If we look at the price that the consumer is paying at the pump and the reduction in price he is receiving—and, for our purposes, we have used 6 cents per litre, which may vary—it constitutes about 30 per cent of the product that goes into the front end of the refinery. The consumer is saving about \$1.5 billion. If we assume that the rest of these consumers—the diesels, the kerosenes, the aviation fuels, the asphalts and the oils—are receiving the same price break as the gasoline purchaser, we may be able to come up with \$3 billion to \$4 billion that are being flowed through to the consumer.

We suggest that there are \$3 billion or \$4 billion in there that are not accounted for; in other words, the profit centres have been taken from the wellhead—taken from the little guys—and moved to the refineries. The trouble is that it is such a complex system that we have neither the expertise nor the manpower with which to fully describe it to a body such as this committee, while the majors can. They can come up with all sorts of reasons, but if we look at one end and at the other end, there is no question but that money is being shifted from one centre to another.

Our suggestion for the control of the marketing system is put forward to ensure that, specifically in Alberta, the prorationing scheme stays in effect. If we want to change it, we had better be extremely careful, because that was done once and it did not work for the independents. The independents were not able to exist without a prorationing scheme. What we are really doing is producing an unregulated wellhead price to a controlled market. The refiners will control the marketplace.

We also suggest that close consideration be given to the removal of the supplementary market and that the Alberta

## [Traduction]

pour notre entreprise. IPL nous a fait savoir que cette réduction était due à la capacité insuffisante du pipe-line. Or, il se trouve que l'un de nos associés avait réservé une part de sa production au marché supplémentaire. Au cours d'entretiens avec les responsables de cette entreprise, on nous a permis d'utiliser cette capacité supplémentaire. Nous avons informé IPL de l'existence du marché supplémentaire et, en l'espace d'une heure, notre brut a pu être acheminé. Après nous avoir dit que la capacité était insuffisante, une heure plus tard, on nous laissait acheminer notre pétrole. L'ennui est que nous avons touché trois dollars de moins pour notre brut, mais nous avons au moins pu le produire.

Autre paradoxe, le consommateur canadien ne bénéficie pas de la situation actuelle, alors que ces avantages sont répercutés sur le marché américain. Les responsables des raffineries pourraient sans doute donner des dizaines de raisons pour lesquelles certains endroits sont privés de brut et pourquoi le prix n'est pas réduit dans certaines régions du Canada. Toutefois, en Alberta, seule région pour laquelle nous avons des données chiffrées, on produit quotidiennement environ un million de barils destinés au marché canadien et on en exporte environ 300 000. Sur le million de barils de pétrole que nous produisons, de 300 000 à 330 000 sont raffinés en Alberta. Le reste est acheminé dans l'est du pays. Si nous comparons les prix que payaient les raffineries il y a un an à ceux qu'elles paient maintenant, on constate très vite une réduction des coûts de l'ordre de 7 à 9 milliards de dollars par année. Si l'on compare le prix à la pompe et la réduction de prix dont profite le consommateur—nous avons à cette fin supposé une réduction de 6 cents le litre, qui peut toutefois varier—cela représente environ 30 p. 100 du prix du pétrole à la raffinerie. Le consommateur économise environ 1,5 milliard de dollars. Si l'on suppose que les autres consommateurs, ceux qui utilisent du carburant diesel, du kérosène, du carburant d'avion, de l'asphalte et du pétrole, bénéficient de la même réduction de prix que l'acheteur d'essence, on pourra voir que ces consommateurs économisent de 3 à 4 milliards de dollars.

A notre avis, il n'est donc pas tenu compte de 3 à 4 milliards de dollars. En effet, les profits, au lieu d'être enregistrés à la tête de puits, où se trouvent les petits exploitants, vont aux raffineries. Le problème tient à ce que nous avons affaire à un système complexe et que nous n'avons ni le savoir-faire ni les ressources humaines voulus pour en faire la description à un organisme comme votre Comité, tandis que les grandes entreprises ont ces moyens. Elles peuvent présenter toutes sortes d'arguments. Mais, quand on examine les deux extrémités de la chaîne de production, on voit clairement que l'argent se déplace d'un point pour aller vers l'autre.

Par notre proposition en matière de contrôle du système de commercialisation, nous visons le maintien du système de proration, en Alberta surtout. Si l'on veut le changer, il faut être extrêmement prudents. La chose a déjà été faite et n'a pas joué en faveur des entrepreneurs indépendants. Ils n'ont pas pu survivre sans système de proration. En réalité nous en sommes venus à offrir à un marché contrôlé un prix à la tête de puits déréglé. Les raffineries contrôleront le marché.

Nous suggérons aussi d'examiner de près la suppression du marché supplémentaire et le renforcement des pouvoirs de



[Text]

Petroleum Marketing Commission be given more powers in view of those which were taken away with deregulation. If we do not have the Alberta Petroleum Marketing Commission, we have to form a marketing body similar to it so as to compete in the marketplace.

That summarizes some of our concerns, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you very much, gentlemen. Honourable senators have before them the submissions of Mr. Mercier and of Mr. Gieck, along with 12 letters. If it is agreeable, I would propose that we append the submissions of Universal Explorations (83) Ltd. and Strand Oil & Gas Ltd. to the minutes of today's proceedings and that the 12 letters appear at a later date in order to facilitate the early printing of the proceedings. Is it agreed?

**Hon. Senators:** Agreed.

(For text of submissions, see Appendix ENR ).

**The Chairman:** I have just one question, Mr. Mercier. I was interested in your views on the NEP, the PIP and Canadianization. In view of the fact that you said you could have 157 letters before us and that you account for 60 per cent of the wells drilled, my question would be: Where have you been?

**Mr. Mercier:** Why were we not praising the NEP? We have been drilling wells, Senator Hastings. We have small staffs and that is our main job. We drilled 114 wells last year—we originated and operated 114 wells. Even with a staff of 40, half of whom are accountants, we are kept very busy.

**The Chairman:** But your 157 companies would comprise quite a proportion of the membership of IPAC, would they not? Are they all members of IPAC?

**Mr. Mercier:** Some are; I am not. Of the 109 companies that eventually supported the submission to Alberta, I believe 35 were members of IPAC. This group is small in terms of staff, but it is still a large group, and 157 is certainly not an exaggeration. If you wanted to push us, we could probably make that 250 in three weeks. We cannot, however, do the things that IPAC or CPA do. We cannot collect data, have it printed, and so forth. We cannot maintain a research staff, and I think that that will have to change because some of the things that people such as you are hearing emanate from only two parts of the industry. You never hear from us. I repeat that I think that should change, and I suppose that is why we are here today.

**Senator Hays:** I have a few questions. The first deals with what I believe is one of the main focuses of attention, namely, the price received by producers and refiners. It is prompted by comments you have made that the producers are receiving from \$2 to \$6 less per barrel than they should receive. You have made some suggestions, Mr. Gieck. The last one concerned a stronger Alberta marketing commission and reinforcement of the prorationing, which you said would help. I am interested in some more elaboration on that. One of the letters

[Traduction]

l'Alberta Petroleum Marketing Commission, compte tenu de ceux qu'elle a perdus en raison de la déréglementation. Sans l'Alberta Petroleum Marketing Commission, nous devons constituer un organisme de commercialisation analogue pour livrer concurrence sur le marché.

Voilà exposées certaines de nos préoccupations, monsieur le président.

**Le président:** Je vous remercie beaucoup, messieurs. Honnables sénateurs, vous avez en main les mémoires de MM. Mercier et Gieck, de même que douze lettres. Si vous êtes d'accord, je propose que nous annexions les mémoires de Universal Explorations (83) Ltd. et de Strand Oil & Gas Ltd. aux délibérations d'aujourd'hui, et que les 12 lettres y soient annexées plus tard. Nous accélérerons ainsi la publication des délibérations. Est-ce adopté?

**Des voix:** Adopté.

(Voir annexe pour les mémoires)

**Le président:** J'ai une question à vous poser, monsieur Mercier. Je trouve intéressantes vos observations au sujet du PEN, du Programme d'encouragements au secteur pétrolier et de la canadienisation. Vous dites que vous auriez pu produire 157 lettres et qu'on vous doit 60 p. 100 des puits forés. Dites-nous donc alors ce que vous avez bien pu faire.

**M. Mercier:** Pourquoi nous n'avons pas défendu le PEN? Nous forions des puits, sénateur Hastings. Nous avons de petits effectifs et le forage est notre principale occupation. Nous avons foré 114 puits l'année dernière. Nous en avons découvert et mis en exploitation 114. Même avec un personnel de 40 personnes, dont la moitié sont des comptables, nous avons été très occupés.

**Le président:** Mais vos 157 sociétés ne représentent-elles pas un fort pourcentage des membres de l'APIC? Sont-elles toutes membres de l'APIC?

**M. Mercier:** Certaines le sont. Pas nous. Des 109 sociétés qui ont souscrit au mémoire adressé à l'Alberta, je crois que 35 étaient membres de l'APIC. Ce groupe n'a pas un effectif très imposant, mais il est néanmoins important et il n'est pas exagéré d'avancer le chiffre de 157. Si vous en vouliez davantage, nous pourrions sans doute en réunir 250 en trois semaines. Nous ne pouvons toutefois pas faire ce que l'APIC ou l'ACP font, recueillir des données, les faire imprimer et ainsi de suite. Nous ne pouvons nous payer un personnel de recherche. Je pense d'ailleurs que cela devra changer, parce que certains des arguments que des groupes comme vous en entendez n'émanent que de deux parties du secteur pétrolier. Vous n'entendez jamais parler de nous. Je le répète, les choses doivent changer. C'est du reste pourquoi nous sommes ici aujourd'hui.

**Le sénateur Hays:** J'ai quelques questions à poser. La première touche l'un des principaux aspects du problème soit le prix qu'obtiennent les producteurs et les raffineries. Je pose cette question parce que, selon vous, les producteurs reçoivent de 2 à 6 \$ de moins le baril qu'ils ne le devraient. Vous avez fait certaines propositions, monsieur Gieck. La dernière concernait le renforcement des pouvoirs de la Commission de commercialisation de l'Alberta, ainsi que du système de proration, mesures qui vous semblent souhaitables. J'aimerais que vous



## [Text]

in the material you have given us refers to a stronger APMC and prorationing. One of the pieces of material is from the daily Oil Bulletin. There is a comment by the President of PanCanadian to the effect that Canadian refiners should be encouraged to adopt a more favourable pricing formula, recognizing, at the least, a security of supply aspect of domestic sources and fair market value of crude in U.S. markets. No one has really identified for us how that differential, between what producers of the industry think they should receive and what they are receiving, is quantified. That is why I guess you give a range of from \$2 to \$6.

I am interested in receiving a comment on that. I am also interested in knowing what kind of formula to adopt regarding the language of the President of PanCanadian in the material you have given us, assuming that such a thing could be adopted to ensure a fair price—because that is one of the problems that really seem to be aggravating the industry. There are many problems, and that is one of them.

You may want to comment, at the same time, on this backing out of production. You gave an example of where it really was not a matter of line capacity but price, in your opinion.

**Mr. Gieck:** Yes.

**Senator Hays:** Those are two things that really concern us. I have a number of other questions, but I would first like some elaboration on those two.

**Mr. Gieck:** First, to approach the subject of pricing, it is very easy for us to compare a barrel of crude that is sold in Alberta with a comparable price in the U.S., because we have a posted price, and, of course, a month after the fact we find out exactly what we got for that barrel of crude. It is very easy for us to check back and see what the "Merc" price was at Chicago for a comparable barrel of crude at the same time. That is where you get companies reporting between the \$2 and \$6 differential.

Again, it is very difficult to come up with the reason that should happen. First, I think a lot of guidelines that are used to set posted prices in Canada have to do with the "Merc" price and the spot price in Chicago; and, from what we understand, normally a price is accepted in Chicago, and it is probably one of the key controlling factors in the posted price; and, of course, at least 25 per cent of our production, or more, is refined in Alberta. So you have a tremendous transportation differential between the posted price landed in Chicago, and the price of the crude as it actually gets refined in Edmonton.

When we talk about the eastern markets, we keep hearing numbers of huge time lags; of 30 days, 60 days, 90 days, 120 days. I don't really know, but, especially in high turn-around products like gasoline, I don't think there is enough storage capacity to see much more than 35 days or 40 days total turn-around time; and I know for sure that Golden Spike crude through Edmonton is probably less than one week from well-head to market.

## [Traduction]

précisiez votre point de vue. Dans une des lettres que vous nous avez remises, il est question du renforcement des pouvoirs de la Commission de commercialisation, ainsi que du système de proration. L'un de ces documents est tiré de la publication quotidienne *Oil Bulletin*. Le président de PanCanadian soutient que les raffineries canadiens devraient être incitées à se doter d'une formule de fixation des prix plus favorable qui tienne compte, tout au moins, de la sécurité de l'approvisionnement que permettent les sources nationales, ainsi que d'une juste valeur marchande du brut sur les marchés américains. Personne ne nous a vraiment expliqué comment on mesure cet écart entre ce que les producteurs estiment devoir toucher et ce qu'ils touchent vraiment. C'est pourquoi vous avez parlé d'un écart de 2 à 6 \$.

J'aimerais avoir des précisions et savoir aussi à quoi m'en tenir au sujet des propos du président de la PanCanadian contenus dans les documents que vous nous avez fournis, en supposant qu'on puisse prendre cette mesure pour assurer un prix juste, un des problèmes qui semblent gêner le plus le secteur pétrolier. Il existe de nombreux problèmes et c'en est un.

Vous voudrez aussi peut-être vous prononcer sur cette diminution de la production. Vous avez fourni un exemple où il n'était pas vraiment question de capacité de pipe-line mais de prix, selon vous.

**M. Gieck:** C'est exact.

**Le sénateur Hays:** Ce sont deux problèmes qui nous préoccupent grandement. J'ai d'autres questions à poser, mais j'aimerais d'abord quelques explications sur ces deux premières.

**M. Gieck:** D'abord, en ce qui concerne la fixation des prix, il nous est très facile de comparer le prix d'un baril de brut vendu en Alberta au prix qu'on demande aux États-Unis, parce que nous avons un prix affiché. Au bout d'un mois, nous savons exactement ce que nous avons touché pour ce baril de brut. Parallèlement, il nous est très facile de vérifier après coup et de voir quel était alors le cours au Chicago Mercantile Exchange pour un baril de brut. C'est pourquoi des sociétés rapportent des écarts de deux à six dollars.

La raison est très difficile à trouver. D'abord, je pense qu'un grand nombre des directives qui servent à fixer les prix affichés au Canada ont trait au cours du Chicago Mercantile Exchange et au cours du disponible à Chicago. D'après ce que nous comprenons, normalement, un prix est accepté à Chicago, et c'est sans doute l'un des principaux éléments dont dépend le prix affiché. Au moins 25 p. 100 de notre production, sinon davantage, sont raffinés en Alberta. Il existe donc en raison du transport un écart notable entre le prix affiché du pétrole à Chicago et le prix du brut raffiné à Edmonton.

A propos des marchés de l'Est, on entend sans cesse parler de délais très longs, de 30, de 60, de 90, de 120 jours, surtout en ce qui concerne les produits qui ont un cycle de notation rapide, comme l'essence. Je ne pense pas qu'on dispose d'une capacité d'entreposage suffisante pour garder des réserves de plus de 35 à 40 jours. Je sais pertinemment qu'en ce qui concerne le brut de Golden Spike qui transite par Edmonton, le

[Text]

Those are some of the reasons we think there is that \$2 to \$6 price differential. I guess the problem with our present prorating scheme is that the purchasers sit down early in the month and decide how much oil they need for the following month; and, as a result of that grouping, a primary MD order is set by the province, which prorates that demand to all of the producers on the basis of remaining recoverable reserves.

However, about the same time as deregulation, a supplementary market was introduced in Alberta. It was intended to be a crude oil market at times of excess pipeline capacity. That was the original intent. But now what happens is that part way through the month—and, in fact, even before the month—the supplementary market also nominates into the system. So what happens now is that purchasers have the choice of nominating early in the game, through the primary MD system, and they know that, if they do not nominate high amounts, they are going to get that same oil through the supplementary market later at lower prices. So there is now encouragement for them not to nominate through the prorating system, and we have seen that supplementary market gain momentum. It has only been in effect about three months, and it just keeps getting more and more.

When we sell crude, we do not sell at a set price. A purchaser comes to us and says, "We will buy your crude and it will be on a 'best efforts' basis"—normally, through the APMC, North Ridge, or whatever. So you go along with that purchaser and try him out; but you do not know what you are going to get for the crude. It's on a "best efforts" basis. You find that out a month later. But, unquestionably, supplementary oil is selling at a very large discount to the primary market, and the encouragement is there for the purchasers to continue to do that, because we are selling into a market that we cannot control. We have to get rid of our crude, and, if we do not get rid of it on the supplementary market, we are shut in.

**Senator Hays:** Are those brokers not able to help you, such as APMC and North Ridge? You are committing to them on a "best efforts" basis certain volumes of your production. Are they the ones who are being hard done by in the process, or is it the actual producer? Once you get your broker involved, with all of the volume for which he has responsibility, why is he not able to—

**Mr. Gieck:** Demand a top price?

**Senator Hays:** Yes, or to be more effective in getting a better price for you. Undoubtedly he is motivated to get the best price possible. What are the hurdles that he is unable to jump?

**Mr. Gieck:** The private broker does not really have too much motivation. He gets paid on a dollar per barrel basis of crude that he can move. In other words, he might get \$1 per barrel, whether he sells it at \$20 Canadian or \$17, \$16, or whatever. So he is motivated to move crude, at whatever price. So you have to pick the private marketing firms out of the group and have a staff there that has to do a good business.

[Traduction]

pétrole met au moins une semaine à se rendre de la tête de puits au marché.

Voilà quelques-unes des raisons pour lesquelles nous pensons qu'il existe un écart de prix de deux à six dollars. Le problème que pose le système de proration actuel est que les acheteurs se réunissent au début du mois et décident de la quantité de pétrole dont ils auront besoin au cours du mois suivant. À la suite de ces rencontres, la province passe une commande qui répartit cette demande proportionnellement entre tous les producteurs et compte tenu des réserves restantes de pétrole récupérable.

Toutefois, en même temps que la déréglementation, on a introduit en Alberta un marché supplémentaire. Il était censé offrir un marché de brut pour les périodes où la capacité du pipe-line serait excédentaire. C'était le but initial. Maintenant, au cours du mois, et parfois même avant le début du mois, le marché supplémentaire fait aussi des réservations. Ainsi, les acheteurs ont le choix d'annoncer très tôt ce dont ils ont besoin, sur le marché primaire, tout en sachant que s'ils ne réservent pas d'importantes quantités de pétrole, ils en obtiendront quand même tout autant sur le marché supplémentaire, plus tard et à moindre coût. Ils sont donc maintenant incités à ne pas recourir au système de proration et le marché supplémentaire gagne leur faveur. Il n'existe que depuis trois mois et est de plus en plus populaire.

Quand nous vendons du brut, nous ne demandons pas un prix fixe. L'acheteur arrive et nous dit: «Nous vous achetons votre brut et ferons «pour le mieux». Ils transigent habituellement par l'APNC, North Ridge ou quelqu'un d'autre. Nous faisons donc affaire avec cet acheteur, sans savoir ce que nous obtiendrons pour notre brut. On essaie de faire «pour le mieux». Un mois plus tard, nous apprenons ce qu'il en est. Il ne fait aucun doute que le pétrole supplémentaire se vend à prix très réduit sur le marché primaire. Les acheteurs sont incités à continuer d'y recourir, parce que nous écouons notre pétrole sur un marché que nous ne pouvons contrôler. Nous devons nous défaire de notre brut, et si nous ne l'écouons pas sur le marché supplémentaire, nous avons les mains liées.

**Le sénateur Hays:** Les courtiers de l'APMC et de North Ridge ne sont-ils pas en mesure de vous aider? Vous leur confiez, pour qu'ils fassent de leur mieux, certains volumes de votre production. Ce sont eux ou les producteurs qui se font traiter durement? Quand vous faites affaire avec votre courtier, compte tenu du volume que vous lui confiez, pourquoi ne peut-il pas...

**M. Gieck:** Demander un prix élevé?

**Le sénateur Hays:** Oui, ou réussir à vous obtenir un meilleur prix. Il a certainement intérêt à toucher le meilleur prix possible. Quels sont les obstacles qu'il ne peut franchir?

**M. Gieck:** Le courtier privé n'a pas grande motivation. Il touche peut-être un dollar par baril de brut placé. Il peut toucher un dollar par baril qu'il le vende à 20, à 17, ou à 16 dollars canadiens. Tout ce qui l'intéresse, c'est de placer du brut, peu importe le prix. Il vous faut donc savoir choisir les entreprises de commercialisation privées dans ce groupe et se doter d'un personnel qui fasse du bon travail. La Strand ne peut se



*[Text]*

Strand cannot afford a marketing group. So we have to go with someone like this. When deregulation came in, we sold 100 per cent of our crude to the APMC, because we were not believers in the way that the supplementary market was brought about—which is a different story. But we found that after two months we were being shut in. We could not produce our crude into the primary market. So we were forced to sell into the supplementary market, and we were forced to take lower prices. That is the only way we could get rid of our crude. When you talk to the APMC, they say that initially upon deregulation all of the juniors, and a good percentage of the intermediate-size companies were selling their crude through the APMC; and, of course, their royalty was higher and they had a lot of stroke in the marketplace. Since the erosion of prices, and the erosion in allowables, all of the intermediates have dropped the APMC and gone to private marketing or supplemental marketing, and a lot of the juniors have shifted. So now the APMC is not left with enough of the market to have any effect. You have a very small group of purchasers in Canada.

**Mr. Mercier:** May I make a couple of comments here? Universal and nine other small companies—one of the larger would be Westmin—formed a marketing group. We hired the marketing expertise of Canadian Superior, since the expertise was leaving Canadian Superior because of the Mobil thing. We are now marketing approximately 20,000 barrels to 30,000 barrels per day of our own crude plus the crude of other companies. If this continues long enough, it will become a very good marketing arm. It will be as good a broker as Northridge or the Alberta Petroleum Marketing Commission. However, some of the problems that affect Mr. Gieck affect us as well as CanPet. Sometimes we are shut in, and if we can sell our oil at all, the only oil that sells is supplementary oil. The primary oil allocated to you under the prorationing system cannot be sold because the pipelines are full or the refinery capacity is not there.

All of this crude oil does not go to Chicago. If the price is determined in Chicago, as the president of PanCanadian has pointed out, why should Canadian crude at Edmonton be sold cheaper, given that the price is adjusted for quality, than American crude? Or why should it be less expensive for the refiners at Edmonton who are 20 miles away from Leduc than it is for the refiners in Chicago? You can be snowed under with numbers about tank bottoms and refinery capacity, but, when you come down to cold logic, it is hard to believe that a motorist who drives up to the pump just outside the refinery gate in Edmonton has to wait 120 days for the price to come down. He should be getting his gasoline 15 cents to 20 cents per litre. As a rancher, I should be getting a deal on my diesel fuel, my crank case oil and everything else that I buy. The prices have not come down. Yet Universal gets about 40 per cent for the oil it sells today compared to what it got December 1, 1985. Where is the money going?

*[Traduction]*

permettre un groupe de mise en marché. Nous devons donc recourir à un courtier. Lorsque la déréglementation est entrée en vigueur, nous avons vendu la totalité de notre brut à l'APMC, car nous ne croyons pas à la façon dont elle crée le marché supplémentaire—ce qui est une autre histoire. Mais nous avons constaté qu'après deux mois notre pétrole était sous-utilisé. Nous ne pouvions pas vendre notre brut sur le marché principal. Nous avons donc été contraints de le vendre sur le marché supplémentaire et d'accepter des prix moins élevés. C'est la seule façon dont nous pouvions écouler notre brut. L'APMC dit qu'au début de la déréglementation, toutes les petites sociétés et une bonne partie des sociétés intermédiaires vendaient leur brut par son entremise; et, bien entendu, ses redevances étaient plus élevées et elles avaient beaucoup d'influence sur le marché. Depuis la chute des prix et celle des déductions permises, toutes les sociétés intermédiaires et une foule des petites sociétés ont abandonné l'APMC et écoulent leur pétrole sur le marché privé ou supplémentaire. Ainsi, la part du marché de l'APMC n'est plus suffisante pour qu'elle ait quelque influence que ce soit. Le groupe d'acheteurs au Canada est minime.

**M. Mercier:** Puis-je formuler quelques commentaires? Universal et neuf autres petites sociétés—une des plus grosses est Westmin—ont formé un groupe de mise en marché. Nous avons engagé des experts en mise en marché de la Canadian Superior, puisqu'ils quittaient cette société en raison de ce qui s'est produit chez Mobil. Nous vendons actuellement chaque jour 20 000 à 30 000 barils de notre propre brut, en plus du brut d'autres sociétés. Si cette situation dure assez longtemps, le groupe deviendra un très bon outil de mise en marché, aussi bon que la Northridge, un courtier ou l'Alberta Petroleum Marketing Commission. Toutefois, certains problèmes qui touchent M. Gieck, nous touchent également de même que CanPet. Parfois, notre production est sous-utilisée et, si nous parvenons à vendre notre pétrole, le seul qui se vende est le pétrole supplémentaire. Le pétrole primaire qui est permis aux termes du système de répartition du prorata ne peut être vendu car les pipelines sont remplis à pleine capacité, ou encore, on ne dispose pas du potentiel de raffinage nécessaire.

Tout ce pétrole brut n'est pas acheminé vers Chicago. Si le prix est déterminé à Chicago, comme le président de PanCanadian l'a souligné, pourquoi le brut canadien d'Edmonton devrait-il être vendu moins cher que le brut américain, étant donné que le prix est rajusté en fonction de la qualité? Ou pourquoi devrait-il être moins cher pour les raffineurs d'Edmonton, qui sont à 20 milles de Leduc, qu'il ne l'est pour les raffineurs de Chicago? On peut être bombardé de chiffres sur le fond des réservoirs et sur la capacité de raffinage, mais lorsqu'on utilise la logique pure, il est difficile de croire qu'un automobiliste qui se rend à la pompe juste à la porte de la raffinerie d'Edmonton doive attendre 120 jours pour que le prix baisse. Il devrait obtenir son essence à 15 ou 20 cents le litre. Un propriétaire de ranch, devrait pouvoir acheter à un bon prix son carburant diesel, son huile et tout le reste. Les prix n'ont pas baissé. Pourtant, Universal obtient environ 40p. 100 de plus que ce qu'elle obtenait le 1<sup>er</sup> décembre 1985 pour le pétrole qu'elle vend aujourd'hui. Où va l'argent?



[Text]

**Mr. Gieck:** Another way to look at the Chicago price is to say, "What would it cost to bring crude into Edmonton?" Why do we not have the Chicago price plus \$2?

**Senator Hays:** And there was an imaginative suggestion that we bring it in by balloon.

**Mr. Mercier:** We cannot figure out how they are bringing the oil back to Edmonton, because the pipelines flow in only one direction.

**Senator Hays:** What about the back-out of production, which is the second part of my question?

**Mr. Mercier:** We have a different mix than Mr. Gieck has. We market the Fosterton crude oil from Saskatchewan. This crude is popular for making asphalt, so sales slow down at certain times of the year. Much of the Fosterton crude from Saskatchewan has been shut in, partly because Saskatchewan does not have a strong organization like the APMC. Alberta is still benefiting from the APMC, although it is quickly being eroded.

We have made comparisons between what we get for our crude in Montana and what we get for it in Alberta or Saskatchewan. However, when we go to prove it, as I said before, somebody from IPAC or Imperial Oil will come here and make me look like some kind of fool by using a whole string of different numbers. I used to do that, too. If something does not work, you change the term and run it through the computer again or you change something else. You increase your tank bottoms or your line fill.

While I am on line fill, let me cover that point. This is what is so difficult for the small producers. CanPet has to put up on a finance basis about \$600,000 to fill the line to maintain its shipping rights. An independent producer has to be with either CanPet, APMC or Northridge in order to get oil, or has to buy line fill. Perhaps, if the price of oil keeps going down, it will not matter because it will not be worth anything and we might as well fill the line with it, but the Royal Bank does not see it that way.

**The Chairman:** I am interested in your observation about running data through computers. I am inclined to ask, can they tell us anything?

**Mr. Mercier:** I think they can. I have been on those committees and I know the kind of flow of data that is involved. We do the same thing ourselves, though I am almost ashamed to say it. You can just about make the story say what you want. I have accused Jim Gray of John Masters coming here and stumping to do something when here are Denis Gieck and I doing the same thing. The reason we are doing it is that we feel that you are getting unbalanced information. Without question, this all starts with Standard of New Jersey. If you look at any organization you care to name, somebody from Standard of New Jersey is in that organization. A good example of that occurred just last week. Three people involved with the Cal-

[Traduction]

**M. Gieck:** Une autre façon d'examiner le prix de Chicago est de se demander: «Combien cela coûterait-il pour apporter le brut à Edmonton?» Pourquoi n'obtenons-nous pas le prix de Chicago, plus deux dollars?

**Le sénateur Hays:** Et l'on a fait une suggestion pleine d'imagination, soit d'apporter le brut par ballon.

**M. Mercier:** Nous ne comprenons pas comment on rapporte le pétrole à Edmonton, car les pipe-lines ne vont que dans une seule direction.

**Le sénateur Hays:** Que dire de la réduction de la production, ce qui constitue la deuxième partie de ma question?

**M. Mercier:** Notre mélange diffère de celui de M. Gieck. Nous commercialisons le pétrole brut Fosterton de la Saskatchewan. Ce brut est recherché pour la fabrication d'asphalte; ainsi, les ventes ralentissent à certaines périodes de l'année. La majeure partie du brut Fosterton de la Saskatchewan a été sous-utilisée, en partie parce que la province ne dispose pas d'un organisme vigoureux comme l'APMC. L'Alberta tire encore profit de l'APMC, bien que cette dernière s'effrite rapidement.

Nous avons établi des comparaisons entre les prix que nous obtenons pour notre brut au Montana et celui que nous obtenons en Alberta ou en Saskatchewan. Toutefois, lorsque nous tentons d'apporter des preuves, comme je l'ai dit plus tôt, un représentant de l'APIC ou d'Imperial Oil viendra témoigner et me fera passer pour un sorte de fou en présentant toutes sortes de chiffres différents. Je faisais cela moi aussi. Si quelque chose ne fonctionne pas, on modifie la donnée et on l'inscrit de nouveau dans l'ordinateur, ou l'on change une autre donnée. On augmente le fond des réservoirs ou le remplissage du pipeline.

À propos de remplissage du pipeline, permettez-moi de dire que c'est ce qui est très difficile pour les petits producteurs. CanPet doit disposer d'environ 600 000 \$ pour remplir le pipeline afin de conserver ses droits d'expédition. Un producteur indépendant doit s'associer à CanPet, à l'APMC ou à Northridge pour obtenir du pétrole, ou il doit acheter des droits d'utilisation. Si le prix du pétrole continue à baisser, cela n'aura peut-être pas d'importance parce qu'il ne vaudra plus rien et que nous pouvons aussi bien remplir le pipeline avec, mais la Banque Royale ne voit pas les choses du même oeil.

**Le président:** Votre observation au sujet de l'entrée de données dans les ordinateurs m'intéresse. Je suis enclin à vous demander si elles peuvent nous éclairer?

**M. Mercier:** Je pense que oui. J'ai fait partie des comités et je connais le genre de données qui sont inscrites. Nous faisons la même chose nous-mêmes, bien que j'aie presque honte de le dire. Nous pouvons pratiquement changer les données à notre guise. J'ai accusé Jim Gray et John Masters d'être venus ici et d'être incapables de faire quelque chose, alors que Denis Gieck et moi-même faisons la même chose. La raison en est que nous estimons que vous obtenez des renseignements mal équilibrés. Il ne fait aucun doute que tout cela commence avec la Standard du New Jersey. Si vous jetez un coup d'oeil à quelque organisme que ce soit, il est certain qu'un employé de la Standard en fait partie. Je vous donnerai un bon exemple de ce qui

## [Text]

gary Chamber of Commerce—a representative from IPAC, a representative from CPA and George Fink, who is a member of IPAC but was representing the independent producers—all gave their little spiel. All the questions indicated a sympathy for George Fink. They did not realize that so many people in Calgary would be affected by their decision. After it was all over, Don Loughheed of Imperial Oil said, "I move that we send a message to Ottawa demanding that the PGRT be abolished immediately." It was seconded, approved and off went the wire. How do you stop that? You can take a look at the Canadian Chamber of Commerce, the Canadian Gas Association or at your own departments, and you will find that Standard of New Jersey has a competent man in each of them. Imperial Oil used to be so careful about backing off.

With regard to the Western Accord, they used the hate against the NEP to put us back to where we were in the 1950s. Who wants decontrol? Texaco, Imperial, Shell, Gulf and perhaps Petro-Canada. Who influences you people? Where do you get your information? Where do these statements in the interim report that Canadianization should concentrate on the frontier and on the non-conventional come from? How can you Candianize when AMOCO can spend 37 cents per dollar in the frontier and we are spending a dollar for a dollar, plus the fact that we cannot go into the frontier because the stakes are too high. If you Candianize that area, what do you do with these geologists, engineers and geophysicists who have been on the job for 20 or 30 years? Who looks for the little pools that are too small for the majors?

**Senator Lefebvre:** The clear implication you are giving us is that your voice has not been sufficiently heard in Ottawa. You said in your presentation that of some 600 oil companies listed in Calgary's telephone directory approximately 26 are represented by CPA and 200 by IPAC. In other words, most of the 600 companies are not represented in any way, including you two as well.

**Mr. Gieck:** Yes.

**Senator Lefebvre:** How do you expect to have your voice heard by the present government or any other government, if you are fractured into four or five hundred people who do not speak with one voice? For example, if all those who are not members of IPAC joined that organization tomorrow morning, you could take it over and your voice would then be heard.

**Mr. Mercier:** That is not true.

**Senator Lefebvre:** There is an unofficial organization of those who are orphans, or whatever you wish to call yourselves. Why is it that you have not joined IPAC? Do you not feel welcome? Are the dues too high for the results? Are you not satisfied with the way they do business? What is the historic reason that hundreds of small companies such as yourselves have not become members of IPAC?

## [Traduction]

s'est produit la semaine dernière. Trois personnes faisant partie de la Chambre de commerce de Calgary—un représentant de l'APIC, un autre de l'ACP et George Fink, qui est membre de l'APIC, mais qui représentait les producteurs indépendants, ont tous fait leur petit laïus. Toutes les questions indiquaient qu'on souscrivait aux vues de George Fink. Ils ne se rendent pas compte qu'une foule de gens de Calgary subissent les conséquences de leurs décisions. Quand tout fut terminé, Don Loughheed, d'Imperial Oil, a déclaré: «Je propose que nous envoyions à Ottawa un message demandant que la TRPG soit supprimée immédiatement.» La proposition a été appuyée, approuvée et transmise à Ottawa. Comment peut-on empêcher cela? Vous pouvez jeter un coup d'oeil à la Chambre de commerce du Canada, à l'Association canadienne du gaz ou à vos propres services, et vous constaterez que la Standard du New Jersey a un employé compétent dans chacun d'eux. Imperial Oil avait l'habitude de ne reculer qu'avec beaucoup de prudence.

Pour ce qui est de l'Accord de l'Ouest, on a misé sur la haine du PEN pour nous faire revenir au point où nous étions dans les années 50. Qui désire la déréglementation—Texaco, Imperial, Shell, Gulf, voire Petro-Canada? Qui vous influence? Où obtenez-vous vos renseignements? D'où viennent les déclarations énoncées dans le rapport intérimaire, selon lesquelles la canadianisation devrait surtout porter sur le pétrole des régions pionnières et sur le pétrole synthétique? Comment peut-on procéder à la canadianisation alors qu'AMOCO peut dépenser 37 cents sur chaque dollar dans les régions pionnières alors que nous dépensons un dollar d'autant plus que nous ne pouvons nous rendre dans ces régions parce que les enjeux y sont trop élevés. Si l'on canadianise ce secteur, qu'advient-il des géologues, des ingénieurs et des géophysiciens qui travaillent dans ce domaine depuis 20 ou 30 ans? Qui cherche les petits gisements qui ne sont pas assez importants pour les grosses sociétés?

**Le sénateur Lefebvre:** Vous laissez clairement sous-entendre que le gouvernement fédéral ne vous a pas suffisamment écouté. Vous avez dit dans votre exposé que sur quelque 600 sociétés pétrolières qui figurent dans l'annuaire téléphonique de Calgary, environ 26 sont représentées par l'ACP et 200 par l'APIC. En d'autres termes, la majeure partie des 600 sociétés, y compris les vôtres, ne sont pas représentées.

**M. Gieck:** C'est exact.

**Le sénateur Lefebvre:** Comment espérez-vous que le gouvernement actuel ou tout autre gouvernement vous écoute, si vous êtes quatre ou cinq cents personnes qui n'ont pas uni leur voix? Par exemple, si tous ceux qui ne sont pas membres de l'APIC se joignent à cet organisme dès demain matin, vous pourriez la prendre en charge et l'on vous écouterait alors.

**M. Mercier:** Ce n'est pas vrai.

**Le sénateur Lefebvre:** Il existe un organisme non officiel pour les orphelins, quel que soit le nom que vous voulez vous donner. Pourquoi ne vous êtes-vous pas joints à l'APIC? Vous ne vous sentiez pas les bienvenus? Les redevances sont-elles trop élevées par rapport aux résultats escomptés? N'êtes-vous pas satisfaits de la façon dont elle fonctionne? Quelle est la



[Text]

**Mr. Mercier:** Eighty per cent of the fees from IPAC come from about 20 companies. These companies have a critical financial need to continue because of their infrastructures. The presidents of IPAC over the years, almost without exception, have not come from the independents. By an independent, I mean a risk taker who goes out and drills for oil. That is the case with the current president, John Howard of Aberford. The Belzbergs bought Marathon Oil. His predecessor, Gwyn Morgan, who is an articulate guy of terrific talent, belongs to a company that had a unique situation. It was given a large block of land that had a well on every quarter section on three sides. It was given all the chances it needed to get under way and all the contracts it needed to sell its gas. Their needs are different from ours. When Gwyn Morgan was able to sell 800 cubic feet per day, it meant that a bunch of us slipped down in sales. Therefore, when IPAC speaks it speaks with a consensus in the same way as Don Lougheed spoke at the Calgary Chamber of Commerce last week. The people who run IPAC can put the motion through if they get any kind of consensus at all. The reason we are not in IPAC is not because of the fees. The data collected by IPAC is very good. However, when IPAC speaks out, you have to realize that it is not for the good of your shareholders, but that it is for the good of the shareholders of about 20 companies. If you do speak out, you are branded as being too vociferous or a maverick.

Your question is very pertinent. Can we go back and organize these guys? I have already told you that of the 15 independents we called together, one had to go to his Royal Bank review, which is more important than the committee, I suppose. The others are trying to hold the ship together one way or another. But when we get together there is this great idea that we should be free enterprisers. I am just as bad as any of them. I ranch and I am in the oil business. The ranchers and the independents are very much alike. They will not get together long enough to stabilize the price of beef or whatever. In the oil industry, if Imperial says something at the Petroleum Club about, "You do not want those government guys to get back into your business," 99 per cent of the people having lunch there will say "You bet we don't." Perhaps more than the majority of them should not be saying that, because when they go back and start grumbling, they know very well that they have not served their shareholders very well. However, that is the problem.

In getting these 12 letters, someone phoned me and said: "Will you change Onyx's heading—"

**Senator Lefebvre:** Just on the question of the letter, I want to mention that when I read it I nearly fell out of my chair, because someone here is praising Marc Lalonde. I was around

[Traduction]

raison pour laquelle des centaines de petites sociétés comme les vôtres ne sont pas devenues membres de l'APIC?

**M. Mercier:** Quatre-vingts pour cent des droits imposés par l'APIC proviennent de quelque 20 sociétés. Ces sociétés sont dans l'obligation financière de continuer à en faire partie, à cause de leur infrastructure. Au cours des ans, les divers présidents de l'APIC ne venaient pas de sociétés indépendantes, sauf quelques rares exceptions. Par société indépendante, j'entends une société qui prend des risques et qui fait du forage. C'est le cas du président actuel, John Howard, d'Aberford. Les Belzberg ont acheté Marathon Oil. Son prédécesseur, Gwyn Morgan, qui est un homme qui s'exprime bien et qui a beaucoup de talent fait partie d'une société dont la situation était exceptionnelle. On lui avait donné une grande superficie de terrain qui renfermait un puits tous les quarts de section sur trois côtés. On lui a donné toutes les chances dont elle avait besoin pour démarrer et tous les contrats nécessaires pour vendre son gaz. Ses besoins diffèrent des nôtres. Lorsque Gwyn Morgan a pu vendre 800 pieds cubes de gaz par jour, cela signifiait que beaucoup d'entre nous voyaient baisser leurs ventes. Par conséquent, lorsque l'APIC prend la parole, elle le fait à la suite d'un consensus, comme l'a fait Don Lougheed devant la Chambre de commerce de Calgary la semaine dernière. Les gens qui dirigent l'APIC peuvent faire adopter la proposition s'ils peuvent obtenir un consensus, quel qu'il soit. Ce n'est pas à cause des droits que nous ne faisons pas partie de l'APIC. Les données recueillies par l'APIC sont très bonnes, mais lorsqu'elle prend la parole, il faut se rendre compte que ce n'est pas dans l'intérêt de nos actionnaires, mais dans celui des actionnaires de quelque 20 sociétés. Si l'on proteste, on est accusé d'être trop virulent ou non-conformiste.

Votre question est très pertinente. Pouvons-nous revenir en arrière et organiser ces sociétés? Je vous ai déjà dit que sur les 15 sociétés indépendantes dont nous avons demandé le rassemblement, une a dû se rendre à la Banque Royale pour l'examen de son cas, ce qui est plus important que d'assister à une séance du Comité, je présume. Les autres tentent de tenir le navire à flot tant bien que mal, mais lorsque nous nous réunissons, on soulève l'idée formidable que nous devrions être des entrepreneurs libres. Je suis autant à blâmer que quiconque. Je suis propriétaire d'un ranch et j'exploite du pétrole. Les propriétaires de ranch et les sociétés indépendantes se ressemblent beaucoup. Ils ne se réuniront pas assez longtemps pour stabiliser le prix du bœuf. Dans l'industrie pétrolière, si un représentant d'Imperial dit aux personnes rassemblées au Petroleum Club: «Vous ne voulez pas que les autorités gouvernementales se mêlent de nouveau de vos affaires,» 99 p. cent des gens qui y déjeunent diront: «Certainement pas.» La plupart d'entre eux ne devraient peut-être pas dire cela, parce que lorsqu'ils commencent à se plaindre, ils savent fort bien qu'ils n'ont pas très bien servi leurs actionnaires. C'est cependant le problème qui se pose.

En recevant ces douze lettres, quelqu'un m'a téléphoné pour me dire: «Pourriez-vous changer l'en-tête d'Onyx—»

**Le sénateur Lefebvre:** Pour ce qui est de la lettre, j'aimerais que, lorsque je l'ai lue, je suis presque tombé à la renverse parce que quelqu'un y fait l'éloge de Marc Lalonde. J'étais



**[Text]**

when whatever it was hit the fan a few years ago, and I did not hear anyone in western Canada, I do not think, especially those in the oil patch, praising a fellow by the name of Marc Lalonde. In fact, I think I will send this to him and perhaps he will have it framed:

The Honourable Marc Lalonde and his officials listened, understood our message, and acted fairly.

That comes from a Mr. Peter Aubry, who is president of Bopete Resources. Has he been expelled from the Petroleum Club since this letter has been made public?

**Mr. Mercier:** No, he was not. However, Peter Aubry is also president of the PC Association for southwest Calgary.

**Senator Lefebvre:** Somehow, he is going to lose.

**Mr. Mercier:** The one thing Peter Aubry has is a thick skin. However, Senator Lefebvre, it is a strong point. I like Marc Lalonde, because, when they were talking about bringing in the NEP, I came down and he was one man, no matter what you thought of him, who would sit down across the table from you and listen to you and bring in some of his advisors. My father and mother were both Americans and they were Liberals, and that is why I am a Liberal. However, it does not make much difference whether it is Liberal or PC when you get into these situations. With Marc Lalonde, when he brought in the NEP, it was obviously a discrimination in favour of the Canadians; it was obviously a discrimination in favour of independents such as ourselves, but they overdid the range. To have a percentage such as 80 per cent in favour of the frontier as opposed to 35 per cent for the provinces, what a swing against Alberta, B.C. and Saskatchewan.

**Senator Lefebvre:** Is it your impression that, with the update in 1982 and then the further changes made by Mr. Chretien, the NEP was then rendered satisfactory to producers such as yourselves?

**Mr. Mercier:** We were flying, and if you look at the annual reports for major companies, they were also flying. Why do they ask for changes when their numbers keep going up? If you take a look at Shell's annual reports, they have a five-year comparison; they have gone up every single year in every department: Cashflow, dividends paid. The only place they have gone down is in wells drilled.

**Senator Lefebvre:** Further in your submission, on page 2, you say:

Our energy minister—

And here you are referring to Mrs. Carney—

...accepted as totally valid and representative of the whole industry's wish, all of the representations made by CPA. Gulf Canada's advertisement became the Western Accord. Mrs. Carney transferred from government to a few powerful refiner-producers, effective control over all markets for Canadian crude.

**[Traduction]**

présent lors du tollé de protestations il y a quelques années, mais je n'ai entendu personne de l'Ouest du Canada, particulièrement chez ceux qui s'occupent de pétrole, faire l'éloge de Marc Lalonde. En fait, je pense que je vais lui envoyer cette lettre et il la fera peut-être encadrer:

L'honorable Marc Lalonde et ses représentants ont écouté notre message, l'ont compris et ont agi en toute équité.

Cette lettre vient d'un certain M. Peter Aubry, qui est président de Bopete Resources. A-t-il été expulsé du Petroleum Club depuis que cette lettre a été rendue publique?

**M. Mercier:** Non, il ne l'a pas été. Cependant, Peter Aubry est également président de l'Association canadienne du pétrole pour le sud-ouest de Calgary.

**Le sénateur Lefebvre:** Il va perdre son poste.

**M. Mercier:** Peter Aubry a le dos large. Toutefois, sénateur Lefebvre, cet argument est très valable. J'aime bien Marc Lalonde, parce que lorsqu'on parlait d'instaurer le PEN, je suis venu à Ottawa et, quoi que vous en pensiez, c'est un homme qui savait écouter, et qui s'entourait de quelques-uns de ses conseillers. Mes parents étaient tous deux Américains et Libéraux, et c'est pourquoi je suis également Libéral. Toutefois, il importe peu que l'on soit Libéral ou Conservateur lorsqu'on se trouve dans ces situations. Lorsque Marc Lalonde a instauré le PEN, il s'agissait de toute évidence d'une discrimination en faveur des Canadiens, en faveur de sociétés indépendantes comme les nôtres, mais on a exagéré. Un taux de 80 p. 100 en faveur des régions pionnières, par opposition à un taux de 35 p. 100 pour les provinces, quel coup porté à l'Alberta, à la Colombie-Britannique et à la Saskatchewan!

**Le sénateur Lefebvre:** Avez-vous l'impression qu'avec la mise à jour de 1982 et les changements ultérieurs apportés par M. Chrétien le PEN était devenu satisfaisant pour des producteurs comme vous?

**M. Mercier:** Nous débordions de joie et, si vous examinez les rapports annuels de grandes sociétés, vous verrez qu'elles débordaient également de joie. Pourquoi demande-t-on des changements lorsque les chiffres continuent à monter? Si vous jetez un coup d'œil aux rapports annuels de Shell, on y trouve des tableaux comparatifs répartis sur cinq ans; la société a connu des hausses chaque année dans tous les postes: liquidités, dividendes versés. Le seul endroit où elle a connu une baisse, c'est dans le nombre de puits forés.

**Le sénateur Lefebvre:** Plus loin dans votre exposé, à la page 2, vous dites:

Notre Ministre de l'Énergie.—

Et vous faites allusion ici à M<sup>me</sup> Carney—

...a déclaré que toutes les représentations faites par l'ACP étaient totalement valables et témoignaient des désirs de toute l'industrie. L'annonce faite par Gulf Canada est devenue l'Accord de l'Ouest. M<sup>me</sup> Carney a transféré du gouvernement à quelques puissants producteurs-raffineurs le contrôle efficace de tous les marchés du brut canadien.

## [Text]

As a result of her action, Universal Explorations now receives \$3.00 to \$4.00 per barrel less than world price for its crude . . .

In spite of not being a member of IPAC and other associations, were you able to make this fact known on behalf of small companies such as your own to the minister before the Western Accord was delivered? In other words, was she aware of the concern of the hundreds of small companies that you represent?

**Mr. Mercier:** I do not think so, sir.

**Mr. Gieck:** I do not think so, either. I would like to comment a little bit—

**Senator Lefebvre:** I find it hard to believe that the hundreds of you that there are would not be raising real hell before the Western Accord was signed.

**Mr. Mercier:** Senator Lefebvre, you should try running a company for a while. You will find that you are incredibly busy, especially when you are—

**Senator Lefebvre:** Yes, I know, but your bottom line is being screwed up here, according to what you are telling us.

**Mr. Mercier:** Yes, that is why we are here.

**Mr. Gieck:** IPAC, when it was formed, served its purpose. It was the voice of the independent companies. However, over the years, those companies have grown and, of course, the IPAC association has grown and, as Mr. Mercier has said, it is now the intermediaries who have the say in that organization. We have never become a member mostly because what comes out of IPAC is not what we believe, and I know that, if I sat at the table with IPAC and had my input, that still would not be what would come out at the other end.

Therefore, we have been remiss in not forming our own organization; there is no question about that. I suppose we always thought that there was enough input at IPAC or enough input through either personal association with various government bodies that we did have a say in the policy-making process. The reason why we have become more of a group right now is that our survival is on the line. Therefore we must get together and we must talk.

In two weeks, we rounded up 110 companies to make a submission to Alberta and there is no question that one of the priority discussions was the forming of an association separate from IPAC.

**Senator Lefebvre:** You yourselves both feel, as do your colleagues who signed these 12 letters and others with whom you have spoken, that the Canadianization policy set up by the former government through the NEP and other policies is in grave danger right now?

**Mr. Gieck:** There are two main components of Canadianization: Petro-Can, Dome and then there are the independents. Petro-Can will survive. I do not know what is going to happen to Dome. I suspect the independents will either go to the Americans or possibly to Petro-Can. I am guessing the Ameri-

## [Traduction]

En conséquence de son geste, Universal Explorations touche maintenant pour son brut 3 à 4 \$ de moins le baril que le prix mondial . . .

Bien que vous ne soyez pas membres de l'APIC et d'autres associations, avez-vous pu informer le Ministre de ce fait, au nom des petites sociétés comme les vôtres, avant que l'Accord de l'Ouest ne soit conclu? En d'autres termes, était-elle au courant des craintes des centaines de petites sociétés que vous représentez?

**M. Mercier:** Je ne le crois pas, monsieur.

**M. Gieck:** Je ne le crois pas non plus. Je voudrais commenter un peu—

**Le sénateur Lefebvre:** Il m'est difficile de croire que les centaines de sociétés comme les vôtres n'aient pas protesté énergiquement avant que l'Accord de l'Ouest ne soit signé.

**M. Mercier:** Sénateur Lefebvre, vous devriez essayer de diriger une société pendant un certain temps. Vous constaterez que vous êtes extrêmement occupé, surtout lorsque vous êtes . . .

**Le sénateur Lefebvre:** Oui, je sais, mais selon ce que vous nous dites, vos arguments en ont pris un coup.

**M. Mercier:** Oui, c'est pourquoi nous sommes ici.

**M. Gieck:** Lors de sa création, l'APIC était utile. Elle se faisait le porte-parole des sociétés indépendantes. Toutefois, au fil des ans, ces sociétés ont pris de l'expansion et, bien entendu, l'APIC aussi et, comme M. Mercier l'a dit, ce sont maintenant les sociétés intermédiaires qui ont voix au chapitre dans cet organisme. Nous ne sommes jamais devenus membres surtout parce que nous ne croyons pas à ce qui sort de l'APIC, et je sais que si je faisais part de mes opinions à l'APIC, elle n'en tiendrait pas compte.

Il ne fait aucun doute que nous avons donc été négligents en ne créant pas notre propre organisme. Je présume que nous avons toujours pensé que l'APIC ou l'une ou l'autre association privée faisait suffisamment de représentations auprès des divers organismes gouvernementaux pour que nous puissions dire que nous avions voix au chapitre dans le processus décisionnel. La raison pour laquelle nous sommes maintenant regroupés, c'est que notre survie est en jeu. Nous devons donc nous réunir et nous faire entendre.

En deux semaines, nous avons réuni 110 sociétés afin de présenter un exposé au gouvernement de l'Alberta et il ne fait aucun doute qu'une des discussions prioritaires a été la création d'une association distincte de l'APIC.

**Le sénateur Lefebvre:** Estimez-vous tous les deux, comme vos collègues qui ont signé ces douze lettres et d'autres personnes avec lesquelles vous vous êtes entretenus, que la politique de canadianisation établie par le gouvernement précédent, par l'entremise du PEN et d'autres politiques, est actuellement en grave danger?

**M. Gieck:** Il y a deux principaux éléments à la canadianisation: Petro-Can et Dome; puis il y a les sociétés indépendantes. Petro-Can survivra. J'ignore ce qui arrivera à Dome. Je présume que les sociétés indépendantes se tourneront vers les Américains, ou peut-être vers Petro-Can. J'émetts une hypo-



[Text]

cans and I am looking at, say, Texaco or one of the others. We are going to go, and we are going to go cheap. There is no one else there to buy.

**Senator Lefebvre:** You said somewhere here, I forget if it is your brief or Mr. Gieck's submission, that within six months there will only be about 10 per cent of you left, if the present prices stay the way they are.

**Mr. Gieck:** That is my statement.

**Senator Lefebvre:** Would you elaborate a little bit on this? In other words, what do you see between now and six months down the road? Do you mean that if the price of oil that you are getting now stays where it is, or if it goes down even further—

**Mr. Gieck:** Either.

**Senator Lefebvre:** In other words, you cannot survive at today's price?

**Mr. Gieck:** Let me give you specifically our story. Last year, first of all, we had gross revenues of around \$12 million. We cash-flowed about \$6.5 million. This year we were protecting revenues of \$14 million and cashflows of \$8.5 million and discretionary cash of \$6.5 million. We were completely self-sufficient. Our \$8.5 million estimate is now \$1.5 million and that is discretionary cash. We have to cut staff, which we have done. We have also cut overhead. First of all, we cannot afford to explore and secondly, if we had the money, it is not economic to explore so we are in a stagnated position. We do not have enough money to go out and acquire the reserves like the big guys do. Therefore if you look at a stagnated company, there are two considerations: Either you believe the price will go up or that it will stay the same or go down. Our board of directors happens to have a feeling that the price will probably stay where it is for one to two years, and possibly three years. At least, part of our board feels that way. The other part of our board is very aggressive and they say it will go up. The point is that there are bank pressures and pressures to merge and reduce overhead; the pressure to try and get that cashflow up to growth, because after all, we are looking at a declining production. Every year the production drops and every year there is less cash. The pressures are unquestionably to merge in an attempt to get rid of an overhead, and that is all you will do. If you do not do that, you must do something else because otherwise you cannot exist.

I am saying that just about every junior—and I am including juniors that are not leveraged at all—are forced into this situation. If I am looking at a \$1 million discretionary cash flow, I have to get rid of \$500 thousand worth of overhead if I want to drill some wells or if I want to buy something. So, even though I do not have any debt at all, I am forced into the situation to do something with the company.

[Traduction]

thèse en ce qui concerne les Américains et j'envisage, par exemple, Texaco ou l'une des autres. Nous allons disparaître, et à vil prix. Il n'y a pas d'autres acheteurs.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous avez dit à un moment donné, j'oublie si c'est dans votre mémoire ou dans l'exposé de M. Gieck, que d'ici six mois, seulement 10 p. 100 d'entre vous resteront si les prix actuels ne changent pas.

**M. Gieck:** C'est ce que j'ai dit.

**Le sénateur Lefebvre:** Pouvez-vous nous expliquer cela un peu plus longuement? En d'autres termes, quelles sont vos prévisions pour les six prochains mois? Voulez-vous dire que si le prix du pétrole que vous obtenez actuellement demeure le même, ou que s'il baisse encore davantage—

**M. Gieck:** L'un ou l'autre.

**Le sénateur Lefebvre:** En d'autres termes, vous ne pouvez survivre au prix d'aujourd'hui?

**M. Gieck:** Permettez-moi de vous expliquer précisément notre situation. L'année dernière, nous avions des recettes brutes d'environ 12 millions de dollars. Nos liquidités s'élevaient à quelque 6,5 millions. Cette année, nous avions prévu des recettes de 14 millions et des liquidités de 8,5 millions, de même qu'une encaisse discrétionnaire de 6,5 millions. Nous étions entièrement indépendants sur le plan financier. Notre montant estimatif de 8,5 millions est actuellement tombé à 1,5 million et il s'agit d'une encaisse discrétionnaire. Nous avons dû réduire notre personnel, de même que nos frais généraux. Premièrement, nous n'avons pas les moyens de faire de l'exploration et, deuxièmement, si nous avions les fonds nécessaires, ce ne serait pas rentable, de sorte que nous sommes dans un cul-de-sac. Nous n'avons pas assez d'argent pour acheter des réserves, comme le font les grosses sociétés. Par conséquent, si vous jetez un coup d'œil à une société qui est stagnante, deux possibilités s'offrent à elle: soit qu'elle croit que le prix augmentera, soit qu'il demeurera le même ou baissera. Il se trouve que notre conseil d'administration a l'impression que le prix ne changera probablement pas pendant une année ou deux, voir trois. Du moins, une partie du conseil a cette impression. L'autre partie est très agressive et affirme qu'il montera. Le problème, c'est que les banques exercent des pressions pour que nous fusionnions et réduisions nos frais généraux, pour que nous tentions d'obtenir les liquidités nous permettant de prendre de l'expansion, parce qu'après tout la production est en baisse. Chaque année, elle diminue et, chaque année, il y a moins de liquidités. Indiscutablement des pressions sont exercées pour que nous fusionnions afin de nous débarrasser de frais généraux, et c'est tout ce que nous pouvons faire. Sinon, il faudra faire autre chose, car autrement, nous ne survivrions pas.

Je veux dire que pratiquement toutes les petites sociétés—et j'inclus les petites sociétés sans aucunes dettes—font face à cette situation. Si les liquidités discrétionnaires s'élèvent à un million de dollars, je dois me débarrasser de frais généraux évalués à 500 000 \$ pour pouvoir forer quelques puits ou acheter des réserves. Ainsi, même si je n'ai aucune dette, je suis contraint d'apporter des changements à la société.

[Text]

If this situation only lasts for six months, which I am hopeful it will, that will be a hell of a deal, but we will not be around to see the other end.

**Senator Lefebvre:** I know other senators wish to ask questions, so this is my final question, Mr. Chairman. All the way through your submissions, Mr. Gieck and Mr. Mercier, you emphasized the fact that the public may think there is a free market in Canada for oil and gas. That is all phoney; it does not exist and has not existed for how long?

**Mr. Gieck:** Ever.

**Senator Lefebvre:** It has never existed.

**Mr. Mercier:** Mr. Tocher says since 1928, and he is knowledgeable. He was with Imperial Oil and knows the marketing system well. That is the Yoho Petroleum letter that you have.

**Senator Lefebvre:** The two stories we are getting here—and I am sure we will get more—are that, on the one hand, the Canadian consumer is getting screwed, that is the feeling out there, and on the other hand, people like yourselves, the small producers, are also getting screwed under the present situation.

**Mr. Gieck:** The non-refiners.

**Senator Lefebvre:** Right.

**Mr. Gieck:** Let us make sure that when you look at these statements, on the marketing end of the system it is not juniors versus majors, it is non-refiners versus refiners. In other words, you have the Alberta Energy saying, "This marketing system isn't quite working like it should."

**Mr. Mercier:** The only difference, Senator Lefebvre, is that they could never say they want the government to help. We are saying, "Do you want your elected government to help or do you want the Arabs and Standard of New Jersey to control it?" They will not take that bite. Even IPAC wants a stabilization, but they will not use the word. The same applies to "floor price", but they will not use the word.

**Senator Lefebvre:** In other words, they have talked about free enterprise for so long and have tried to get the government out of their business that even if they are suffering they hate to come back on their word.

**Mr. Gieck:** I would do that also if I thought I could make it.

**Mr. Mercier:** You see, they have had the ceiling; we could not get world price for oil. They really feel that is what governments do to you. But if the price went up to \$40, there should certainly be a ceiling. You cannot put your Ontario and Quebec industries out of competition by letting the price go to \$40.

What we would like to see is no handouts. We would like to see stabilization so that when it is below \$20 they lend you the money, and when it is above \$20 you pay it back until you have paid it all back. I think it would bring up the price in general and it certainly would get rid of that differential between us and the American producers.

[Traduction]

Si cette situation ne dure que six mois, ce que j'espère, ce serait fantastique, mais nous ne serons plus là à ce moment.

**Le sénateur Lefebvre:** Je sais que d'autres sénateurs désirent poser des questions, alors voici ma dernière question, monsieur le président. Tout au long de vos exposés, messieurs Gieck et Mercier, vous avez souligné que le public pense peut-être qu'il existe un marché libre du pétrole et du gaz au Canada. Tout cela est faux; il n'existe pas et a disparu depuis quand?

**M. Gieck:** Jamais.

**Le sénateur Lefebvre:** Il n'a jamais existé.

**M. Mercier:** M. Tocher dit qu'il n'existe plus depuis 1928 et il sait de quoi il parle. Il travaillait pour Imperial Oil et connaît bien le système de mise en marché. On trouve cela dans la lettre que vous avez et qui est adressée par Yoho Petroleum.

**Le sénateur Lefebvre:** Les deux versions que nous entendons ici—et je suis certain que nous en entendons d'autres—c'est que, d'une part, le consommateur canadien se fait avoir, c'est l'impression qu'on a, et que, d'autre part, des gens comme vous-mêmes, les petits producteurs, se font également avoir.

**M. Gieck:** Les non-raffineurs.

**Le sénateur Lefebvre:** C'est exact.

**M. Gieck:** Assurons-nous que lorsque vous examinez ces déclarations, le côté mise en marché du système, on ne parle pas des petites sociétés par rapport aux grandes, mais des non-raffineurs par rapport aux raffineurs. En d'autres termes, la Commission d'énergie de l'Alberta dit: «Ce système de mise en marché ne fonctionne pas aussi bien qu'il le devrait».

**M. Mercier:** La seule différence, sénateur Lefebvre, c'est qu'elles ne pourraient jamais dire qu'elles désirent que le gouvernement leur apporte son aide. Nous disons: voulez-vous que votre gouvernement élu vous aide, alors, ou que les Arabes et la Standard du New Jersey prennent le contrôle? Elles ne l'accepteront pas. Même l'IPAC désire la stabilisation des prix du pétrole, mais elle n'utilisera pas le mot. Il en va de même pour «le prix plancher» mais elle n'utilisera pas cette expression.

**Le sénateur Lefebvre:** En d'autres termes, elles ont parlé de libre entreprise pendant longtemps et ont tenté d'amener le gouvernement à ne plus se mêler de leurs affaires; même si elles ont des difficultés, elle détestent revenir sur leur parole.

**M. Gieck:** J'en ferais autant si je pensais pouvoir m'en sortir.

**M. Mercier:** Vous voyez, elles ont eu le prix plafond; nous ne pourrions pas obtenir le prix mondial. Elles estiment réellement que c'est ce que les gouvernements vous font. Mais si le prix montait à 40 \$, il faudrait imposer un plafond. On ne peut mettre les industries de l'Ontario et du Québec hors de la course en laissant monter le prix à 40 \$.

Nous ne voudrions pas recevoir d'aumônes. Nous souhaiterions la stabilisation de sorte que lorsque le prix est inférieur à 20 \$, les gouvernements nous prêtent l'argent et que, lorsqu'il est supérieur à 20 \$, nous le remboursions au fur et à mesure. Je pense que cela ferait monter le prix en général et aplanirait



[Text]

**Senator Lefebvre:** Thank you, Mr. Chairman.

**Mr. Mercier:** Senator Hastings, before I let that go, just so we do not get accused of hypocrisy here, in Universal's case I do not think we are going to go broke. I think the banks can only handle so many companies. However, we know so many people who have lost their jobs. I had lunch with an engineer who was with Texaco for 17 years, and 8 years with a large independent who grew big enough to be able to cut staff. He is a highly trained person, and he can do things in production that nobody else can do. He is gone, and he is only one of two or three thousand.

Another point is the timing of these lay offs. The timing is just atrocious. What do you do when you lay off people? I can see where Strand has to lay off people and possibly Universal will have to some day. I think it is inexcusable in this market for majors or large independents to lay off people with such lousy timing and, at the same time, ask for PGRT relief. It just does not make sense.

**The Chairman:** Senator Kenny.

**Senator Kenny:** You have probably gathered that many people are very sympathetic to the points you are making. There are a couple of points I would like you to elaborate on for me.

How do you answer the point that was made by a major oil company here in the past couple of months that efficient, well-managed companies do not need public support? In other words, what is the case for the juniors? Are you inefficient; are you poorly managed? Those are not kind questions to ask, but the point is put to us by other large companies that have been around for awhile. They say that this government interference is nonsense, that the support is nonsense, that bureaucrats are always going to be well behind the market, that a well-run company will always do it better than a regulated company if the government is interfering with it.

What is the case for the juniors?

**Mr. Mercier:** Senator Kenny, I think that our finding costs are lower and we are very efficient, if you compare us man-for-man against a major company. But it is the whole question of a major company saying that there is no room for government interference. How do the taxpayers of Canada help a company? Amoco, whom I work with, has been able to build up its reserves and production, and pays taxes and should pay taxes. If the price had not gone down, Universal would have, and should have been paying taxes at the beginning of 1987.

If you give them back some of those taxes, is that not government interference? Is that not government help? And are we not just talking semantics here? Is refund of taxes to

[Traduction]

certes la différence entre les producteurs canadiens et les producteurs américains.

**Le sénateur Lefebvre:** Je vous remercie, monsieur le président.

**M. Mercier:** Sénateur Hastings, avant que nous abandonnions ce sujet, pour que nous ne soyons pas accusés d'hypocrisie, je ne crois pas qu'*Universal* fera faillite. Je pense que les banques ne peuvent s'occuper que d'un certain nombre de sociétés. Toutefois, nous connaissons tant de gens qui ont perdu leur emploi. J'ai déjeuné avec un ingénieur qui a travaillé pendant 17 ans pour Texaco, et pendant 8 ans pour une grosse société indépendante qui a pris suffisamment d'expansion pour pouvoir réduire son personnel. Il est hautement qualifié et, en matière de production, il était capable de choses que personne d'autre ne pouvait faire. Il a perdu son emploi, et il y en a deux ou trois mille dans son cas.

Un autre point à souligner est le moment où ces licenciements ont eu lieu. C'est tout simplement atroce. Que faites-vous quand vous licenciez des employés? Je peux comprendre que la *Strand* devra licencier des employés, et peut-être qu'*Universal* devra en faire autant un jour. Je pense qu'il est inexcusable que des grosses sociétés indépendantes licencient des employés à un moment aussi inopportun, tout en demandant une réduction de la TRPG. Cela n'a absolument aucun sens.

**Le président:** Sénateur Kenny.

**Le sénateur Kenny:** Vous vous êtes probablement rendu compte que beaucoup de gens s'associent aux arguments que vous soulevez. J'aimerais que vous m'expliquiez plus longuement certains points.

Que répondez-vous à l'argument présenté par une grosse société pétrolière ici même, il y a quelques mois, selon lequel des sociétés efficaces et bien gérées n'ont pas besoin de fonds publics? En d'autres termes, quelle est la situation pour les petites sociétés? Êtes-vous inefficaces, êtes-vous mal gérées? Ce ne sont pas des questions aimables à poser, mais c'est ce que d'autres grosses sociétés qui existent depuis un certain temps prétendent. Elles disent que l'ingérence du gouvernement n'a aucun sens, que l'appui financier n'a aucun sens, que les bureaucrates ne seront jamais bien au courant de la situation du marché, qu'une société bien dirigée obtiendra toujours de meilleurs résultats qu'une société réglementée dans laquelle le gouvernement s'ingère.

Quelle est la situation pour les petites sociétés?

**M. Mercier:** Sénateur Kenny, je pense que nos frais d'exploration sont inférieurs et que nous sommes très efficaces, si vous nous comparez, toute proportion gardée, à une grosse société. Mais que veut dire une grosse société quand elle affirme que le gouvernement ne doit pas s'ingérer? Comment les contribuables du Canada aident-ils une société? Amoco, avec laquelle je travaille, qui a pu accroître ses réserves et sa production, paie des impôts comme il se doit. Si le prix n'avait pas baissé, *Universal* aurait payé des impôts au début de 1987 et à juste titre.

Si on leur rembourse une partie de ces impôts, ne s'agit-il pas là d'une ingérence du gouvernement, d'une aide gouvernementale? Ne jouons-nous pas sur le sens des mots ici? Un rem-

[Text]

Amoco any different from a grant on a well that Universal or Strand drills?

So if they say, "Keep the government out of it," we should point out that they have made their way because of the structure in Canada, because of the number of motorists in Canada, because of the industries in Canada. They make their way because of the system; then, when they find they can make a little more money by another way, they want to change the system back, to say that we should go back to no government control at all. If we did that we would be right back into the anti-trust business in the U.S., and would be splitting up Standard of New Jersey again. In Canada, we are getting there very quickly. Look at the concentration of power in this country. It is not the Imasco, it is the Reichmans and the Gulfs and the Homes and the Mobils. Do we want to work for six large families in this country or do we want to have small business and have the diversification that is brought forth by all of us going out and hiring people and doing our own thing?

The inefficiency thing just does not hold up. We find small pools and medium-sized pools because we can do it economically and the majors cannot. On AFEs, we beat the majors by a factor of 1 to 1 to 2 to 1 every time on the drilling of a well. So, I do not know how you buy that argument.

Now, if you want a bunch of numbers to prove it, I suppose we can do that, but I have told you what you can do with numbers. That is what a major company will do. They can do such a polished job of showing something. It is a moving target, and it is very difficult for even a Senate Committee like this one with its resources in its ability to prove them wrong. For us it is almost impossible because we have other things to do.

**The Chairman:** You used the acronym AFE.

**Mr. Mercier:** Authority for expenditure, which is supposed to tell the whole story on what the cost is going to be to drill and plug that well or drill and complete that well.

**Mr. Gieck:** The one reason I guess the majors would say that their management is better—I do not really know how they can say that, but the one comparison I guess you can make is that the overhead of a major as a percentage of either revenue or cash flow or any number of variables you want to compare it to, and let us say revenue, is probably in the order of—I am guessing—3 to 6 per cent. The overhead of a junior might be as much as 50 per cent, but that might go down to 6 per cent, say 6 to 50 per cent. There is no question that overhead is a much larger component.

However, if you look at the amount of oil and gas that has been found in the last five years versus the number of dollars that have been spent either on exploration or exploration and overhead combined, I think, without question, you will see that

[Traduction]

boursement d'impôts à Amoco, diffère-t-il d'une subvention pour un puits foré par *Universal* ou la *Strand*?

Ainsi, lorsqu'elles disent: «Ne mêlez pas le gouvernement à cela», elles oublient qu'elles ont progressé grâce à la structure au Canada, grâce au nombre d'automobilistes et aux industries au Canada; elles progressent grâce au système. Ensuite, lorsqu'elles constatent qu'elles peuvent faire un peu plus d'argent d'une autre façon, elles veulent revenir à l'ancien système et retourner au point où le gouvernement n'exerçait aucun contrôle. Si nous le faisons, nous nous retrouverions face au problème anti-trust américain, et nous scinderions de nouveau la *Standard* du New Jersey. Au Canada, c'est ce qui risque d'arriver sous peu. Regardez la concentration des pouvoirs dans ce pays. Ce ne sont pas les Imasco, ce sont les Reichman, les Gulf, les Home et les Mobil. Voulons-nous travailler pour six grandes familles ou avoir de petites entreprises, et voulez-vous la diversification que nous apportons en embauchant des employés et en gérant nos propres affaires?

La remarque au sujet de l'inefficacité ne tient pas. Nous avons des gisements petits et moyens parce que nous pouvons les exploiter de façon rentable alors que les grandes sociétés ne peuvent le faire. En ce qui a trait aux autorisations de dépenses, nous surpassons les grandes sociétés dans un rapport de 1 à 1 ou de 2 à 1 chaque fois que nous entreprenons le forage d'un puits. Je ne vois donc pas comment vous pouvez accepter un tel argument.

Or, si vous voulez que l'on vous donne un tas de chiffres pour le prouver, je pense que nous pouvons y arriver, mais je vous ai dit ce qu'on peut faire avec les chiffres. Une grande société va tout polir, tout astiquer. Ses données deviennent ainsi une cible mouvante et il est très difficile même pour un comité du Sénat comme le vôtre, qui dispose des ressources nécessaires, de prouver qu'elle a tort. Pour nous, cela est presque impossible parce que nous avons d'autres chats à fouetter.

**Le président:** Vous avez parlé d'autorisation de dépenses.

**M. Mercier:** Effectivement, ces chiffres donnent une vue d'ensemble des coûts de forage et d'exploitation d'un puits de pétrole.

**M. Gieck:** À mon avis, la seule raison que les grandes sociétés peuvent invoquer pour soutenir que leur gestion est meilleure—je ne sais vraiment pas comment elles peuvent dire une telle chose—mais la comparaison que je pense pouvoir faire, c'est que les frais généraux d'une grande compagnie calculés en pourcentage soit des revenus, soit de la marge brute d'auto-financement ou d'un certain nombre de variables que l'on puisse souhaiter comparer, disons par exemple les revenus, sont probablement, je donne ici une approximation, de l'ordre de 3 à 6 p. 100. Les frais généraux d'une petite société peuvent atteindre les 50 p. 100, mais peuvent aussi descendre jusqu'à 6 p. 100, disons qu'ils peuvent varier de 6 à 50 p. 100. Il ne fait aucun doute que les frais généraux sont une composante beaucoup plus importante.

Cependant, si vous examinez les quantités de pétrole et de gaz qui ont été découvertes au cours des cinq dernières années par rapport aux investissements qui ont été faits pour la prospection ou encore par rapport aux frais de prospection et aux frais généraux jumelés, je pense, sans l'ombre d'un doute, que



[Text]

the juniors and the smaller companies are much more efficient than the majors.

The thing that the juniors do not have that the majors have, which allows them to continue on, is a huge reserve base that was formulated and amassed years ago. So they have this huge reserve base to keep going through. We cannot exist on a declining production; they can. The production keeps going down and either price or different regulations allow them to be sustained. They know that ultimately the price is going to go up and they will be winners. On a dollar-per-dollar basis, there is no question that we can find oil and gas more cheaply and effectively than a major, but if you look at total overheads, we cannot compare.

**Senator Kenny:** If we concede that you are correct, could you then elaborate on where the playing field is unfair? What are the areas? You gave the example of nominations to ship oil. What explanation did you get for the line being at capacity, and then suddenly there was capacity when you were shipping to a supplementary market? What explanation did the line give to you?

**Mr. Gieck:** There was no explanation given in our case because I thought our partner was shipping through the supplementary market, and they just said "Fine". We were actually selling our oil through another party out of the same well-head so, there was no explanation given.

I understand that one of the companies that we are familiar with, and that was part of the submission to Alberta, had a similar problem in the Fenn Big Valley area. They approached, first of all, ENR in Alberta, then the minister and then the ERCB. After they approached the ERCB, the ERCB made a telephone call and they got on stream right away, but still without an explanation. In other words, the oil went but nobody explained why.

**Senator Kenny:** Is there a methodology you can follow when you do not think you are getting proper access to a pipeline?

**Mr. Gieck:** I guess one of the problems is that the pipeliners often are not the purchasers. They probably have nothing to do with the situation. They are getting the storage from downstream. In other words, if we were dealing with IPL, and they said there was a capacity restriction, and somebody else comes in and says they have supplementary oil, I am sure that what happens—at least according to IPL—is that downstream somebody is going to accept that oil and it goes.

**Mr. Mercier:** But, Senator Kenny, it is such a moving target that it is difficult to hit. For instance, if it is Fosterton crude, an excuse one month might be that Minneapolis does not want it because it is too early for the paving season. The next time you could be told that there is an over-supply of diesel fuel,

[Traduction]

vous constaterez que les petites compagnies sont beaucoup plus efficaces que les grandes.

Ce que les petites sociétés n'ont pas et que les grandes ont, et qui leur permet de poursuivre leur exploitation, c'est une immense réserve accumulée sur une période très longue. Réserve à laquelle ils peuvent puiser pour continuer de survivre. Nous ne pouvons pas poursuivre notre exploitation si la production diminue alors que les grandes sociétés peuvent le faire. Même si la production continue de diminuer, soit les prix, soit des règlements différents leur permettent de poursuivre leurs opérations. Les grandes sociétés savent qu'un jour ou l'autre, le prix va augmenter et qu'elles vont être gagnantes. Avec les mêmes investissements, il ne fait aucun doute que nous pouvons trouver du pétrole et du gaz à moindre prix, que nous pouvons l'exploiter plus efficacement qu'une grande société, mais si vous ne tenez compte que de l'ensemble des frais généraux, nos deux situations ne se comparent pas.

**Le sénateur Kenny:** En supposant que ayez raison, pouvez-vous nous dire plus précisément où se trouve l'injustice? Dans quels domaines? Vous avez donné l'exemple des «réservations» de pétrole. Pouvez-vous nous expliquer pourquoi la société d'expédition pouvait expédier le pétrole et pourquoi, soudainement, il était toujours possible d'expédier du pétrole sur un autre marché? Quelle explication vous a-t-on donnée?

**M. Gieck:** Dans notre cas, aucune explication n'a été donnée parce que je croyais que notre associé expédiait son pétrole sur un autre marché et la société d'expédition a dit que tout était correct. En fait, nous vendions notre pétrole par l'intermédiaire de quelqu'un d'autre, pétrole qui provenait du même puits, donc aucune explication n'a été donnée.

Je crois savoir que l'une des sociétés que nous connaissons bien—et elle l'a mentionné dans son mémoire présenté au gouvernement de l'Alberta—a éprouvé un problème semblable dans la vallée de Fenn Big. D'abord, ses représentants ont présenté le ministère de l'Énergie et des ressources naturelles de l'Alberta, le ministre même et, enfin l'ERCB. C'est à ce moment-là que l'ERCB a fait un appel téléphonique et que ses représentants ont obtenu ce qu'ils voulaient sur-le-champ, mais toujours sans explication. Autrement dit, le pétrole a été expédié mais personne n'a expliqué pourquoi.

**Le sénateur Kenny:** Disposez-vous d'un recours quelconque lorsque vous estimez ne pas avoir suffisamment accès à un pipe-line?

**M. Gieck:** À mon avis, l'un des problèmes, c'est que les exploitants des pipelines souvent ne sont pas ceux qui achètent le pétrole. Ils n'ont probablement rien à voir tout cela. Les expéditions de pétrole suivent la filière, autrement dit, si nous faisons affaires avec IPL, et si la société disait qu'il y a restriction, et que quelqu'un d'autre signalât qu'il a du pétrole excédentaire à vendre, je suis sûr que ce qui se passe, à tout le moins selon les représentants d'IPL, c'est que, en fin de compte, quelqu'un va accepter le pétrole et l'expédier.

**M. Mercier:** Mais, sénateur Kenny, c'est là une cible tellement mouvante qu'il est difficile de l'atteindre. Par exemple, s'il s'agit de pétrole brut de Fosterton, un mois on peut prétendre que Minneapolis n'en veut pas parce qu'il est trop tôt pour commencer les pavages. La fois suivante, on vous dira qu'il y a

**[Text]**

therefore, a certain refinery cannot take that special crude that month. It changes.

You can spend a month running it down and complaining to the ERCB to get it corrected, but you have lost your production for that month, and the next month they give another reason.

It is a very complex thing. A group such as this should look at it, but that group would have to have very dispassionate researchers who could not be influenced by IPAC, the CPA, Strand or Universal. You would need someone who could look at it from a dispassionate point of view, but that involves a major study and events move very quickly.

**Senator Kenny:** We are looking for help, and that is really what my question was leading up to. What elements in the system can you point to that cause the problems? It seems to be far more of a moving target to us than it does to you because we do not work in the industry. We hear comments that this seems unfair, or this is not moving because it is at a lower price, but it is difficult for us to pursue those concerns. We do not know who we should address our questions to, or, for that matter, what questions to ask.

What help can you give the committee in terms of pointing out areas that the committee should pursue.

**Mr. Gieck:** The system did work as little as six months ago. The two significant changes are the prorationing scheme and the supplementary market. Taking into account that deregulation has been handled—because we can compete and are competing against world price—we can only guess as to what is happening, but certainly if the purchaser does not nominate a sufficient amount early in the month, knowing that he can get the oil later in the month through the supplementary market at less cost, he is going to do that. What happens is that because of the supplementary system the prorationing scheme is skirted and it is having less and less power as far as prorationing of the market to all producers.

That allows the refiner, if he can control the consumer price at above what I call competitive prices in the United States—to manipulate that market, probably through the supplementary market, to access his own crude into his own refinery to get the top dollar.

My oil and Joe's oil will go into a market that is probably destined for the United States, either directly or indirectly, and we would probably get less.

But the key is that the supplementary market is offering a route around the pro-rationing scheme. We have no control anymore; we have to sell under the supplementary market or we do not sell at all.

**[Traduction]**

trop de carburant diesel et que par conséquent une certaine raffinerie ne peut prendre ce pétrole brut ce mois-là. Les choses changent d'un mois à l'autre.

Vous pouvez passer un mois à courir à droite et à gauche et à vous plaindre à l'ERCB pour lui demander de corriger la situation, mais vous avez perdu votre production de ce mois-là et le mois suivant on vous donne une autre raison.

La situation est très complexe. Un groupe comme le vôtre devrait examiner la situation, mais on devra faire appel à des spécialistes très neutres qui ne seront pas influencés par l'APIC, par l'ACP ou par les sociétés Strand ou Universal. Il faut engager quelqu'un qui va examiner la situation froidement, mais cette personne devra faire une étude poussée et les choses changent très rapidement.

**Le sénateur Kenny:** Nous avons besoin d'aide et c'est en réalité le but de ma question. Quels éléments du système à votre avis sont la cause des problèmes? La cible dont vous parliez tout à l'heure nous semble beaucoup plus mouvante qu'à vous parce que nous ne travaillons pas dans l'industrie. Nous entendons dire que cela paraît injuste, ou que le pétrole n'est pas expédié parce qu'il est à un prix inférieur, mais il est difficile pour nous de suivre l'évolution de toutes ces questions. Nous ne savons pas à qui nous devrions nous adresser ou dans le cas présent, quelles questions poser.

En quoi pouvez-vous aider le Comité à cerner les questions précises qu'il devrait étudier à votre avis?

**M. Gieck:** Le système fonctionnait bien il y a à peine six mois. Les deux grands changements qui se sont produits concernent le système de proration et le marché d'écoulement des excédents. Si l'on tient compte du fait que la déréglementation est une chose classée—parce que nous pouvons faire concurrence et faisons effectivement concurrence sur les marchés mondiaux—nous ne pouvons qu'essayer de deviner ce qui se passe, mais il ne fait aucun doute que si l'acheteur ne réserve pas une quantité suffisante de pétrole au début du mois, sachant qu'il peut obtenir le pétrole plus tard au cours du mois sur un marché d'écoulement des excédents et ce, à un coût moindre, il va le faire. Ce qui se passe, c'est qu'à cause de cet autre marché, le système de proration est détourné et est de moins en moins efficace en ce qui a trait à la répartition du pétrole sur le marché entre tous les producteurs.

Cela permet aux raffineries—si elles peuvent contrôler le prix à la consommation et le fixer au-dessus de ce que j'appelle les prix concurrentiels des États-Unis—de manipuler le marché probablement par le biais du marché des excédents, leur permettant ainsi d'acheminer leur propre brut dans leur propre raffinerie pour en tirer le maximum.

Mon pétrole et celui de Joe vont aboutir sur un marché qui est probablement destiné aux États-Unis, directement ou indirectement, et nous obtiendrons probablement moins pour notre produit.

Mais l'élément clé, c'est que le marché des excédents permet de contourner la formule de proration. Nous n'avons plus aucun contrôle, nous devons vendre notre pétrole en-deça du prix fixé sur ce marché, sinon nous ne le vendons pas du tout.



## [Text]

Another area relates to the clout of the Alberta Petroleum Marketing Commission. We, as a group, do not have enough of the product tied up in one spot to compete against the marketplace, and the only place we have to go to—and I am talking Strand now—is the APMC, and I do not think the APMC has had a fair chance, since deregulation, to go out there and do their thing. Before deregulation they had no incentive to go out and access the best market because the price was pegged and they were simply looking for a place for the crude, but now there is no question that the officials of the APMC, if they want to do a job for the Alberta government with their royalty portion, have to be very aggressive in the marketplace. Their problem is that they have lost most of their crude supply.

**Mr. Mercier:** You asked who you should go to, and I do not know the answer to that. You would need a consultant, and you would have to follow a barrel of oil. A refiner may tell you that there is a 120-day turnaround, but you can follow a barrel of oil from Leduc to the motorist very quickly, but you would have to do that for each refinery and for each type of crude.

There are so many changes that have taken place that some of our people have suggested we should try to get an American consultant to study the whole thing. That is hard to take. Why an American consultant? Because they do not want the consultant to be influenced by our politics, by IPAC or the CPA.

I can think of a couple of consultants who could do that, but it would take them years to do that, and by the time they had reported, the report would be very out of date, and we would have been all shut in for one reason or another or we would all be broke or have taken a lot less for our crude.

So, I really do not know who you go to. You will get a different story from Imperial Oil than you will get from Universal, and that is obvious.

I think you should gather all of the information together, and because of the mix on this committee, and the fact that the committee does so much work, it will come to a consensus, but will you be able to hit the moving target?

**Senator Kenny:** What is your solution to the prorating problem?

**Mr. Mercier:** My solution is to go back to what we had. I think that Canadian oil really suffers because the purchasers can play one producer against the other, and when you get a Joe Mercier or a Bob Lamonde or a Dennis Gieck who have to answer to their bankers, they may sell their products at any price. The Americans are shrewd businessmen. They are taking advantage of that every day in natural gas and crude oil. I think we should go back to a price such as the Alberta border price or an International border price, but that price should be reasonable. We should not join with the Mexicans and make it \$4.94 an Mcf for natural gas, as we did. If that price is too

## [Traduction]

Un autre problème concerne l'influence de la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta. En tant que groupe, nous n'avons pas suffisamment de pétrole en un seul endroit pour faire concurrence sur le marché et le seul organisme à qui nous pouvons nous en remettre, je parle ici du groupe Strand, c'est à la CCPA et je ne pense pas qu'elle ait eu la chance depuis la déréglementation de faire son travail comme il faut. Avant la déréglementation, la Commission n'était pas incitée à aller sur le marché et à obtenir le meilleur pétrole possible parce que le prix était stabilisé et que son travail consistait simplement à écouler le pétrole brut; mais aujourd'hui, il ne fait aucun doute que la Commission, si elle veut véritablement s'occuper des redevances pour le gouvernement de l'Alberta, devra faire preuve d'un très grand dynamisme sur le marché. Son problème, c'est qu'elle a perdu la majeure partie des approvisionnements de pétrole brut.

**M. Mercier:** Vous avez demandé à qui vous devriez vous adresser, et je n'ai pas de réponse à vous donner. Il vous faudrait engager un expert-conseil, et suivre le cheminement d'un baril de pétrole. Un exploitant de raffinerie vous dira peut-être qu'il y a un roulement de 120 jours, mais vous pouvez suivre le cheminement d'un baril de pétrole de Leduc jusqu'à la pompe et ce, très rapidement. Il vous faudrait faire le même genre de travail pour chaque raffinerie et pour chaque type de pétrole brut.

Il y a tellement de changements qui se sont produits que certains de nos gens nous ont suggéré d'engager un expert-conseil américain pour étudier toute la question. C'est difficile à accepter. Pourquoi un Américain? Parce qu'on ne veut pas que l'expert-conseil soit influencé par notre politique, par l'APIC ou par l'ACP.

Je pense qu'un ou deux experts-conseils pourraient très bien faire le travail, mais ça leur prendrait des années et lorsque viendra le temps de présenter leur rapport, il sera déjà périmé et, pour une raison ou pour une autre, nous serons tous pris au piège, en faillite, ou encore nous aurons accepté un prix moindre pour notre brut.

Donc, je ne sais vraiment pas à qui vous devriez vous adresser. Vous obtiendrez une version différente d'Imperial Oil de celle que vous donnera Universal, c'est bien évident.

À mon avis, vous devriez rassembler toute l'information nécessaire et compte tenu de la nature variée du Comité, et du fait qu'il accomplit tant de travail, il en arrivera à un consensus, mais serez-vous capables d'arrêter cette cible mouvante?

**Le sénateur Kenny:** Quelle solution proposez-vous au problème de la proration?

**M. Mercier:** La solution que je propose, c'est de revenir à ce que nous avions. Je pense que les producteurs canadiens de pétrole souffrent parce que les acheteurs peuvent les faire s'affronter l'un et l'autre et lorsque les Joe Mercier, Bob Lamonde ou Dennis Gieck doivent rendre des comptes à leur banquier, ils acceptent peut-être de vendre leur produit à n'importe quel prix. Les Américains sont des hommes d'affaires astucieux. Ils profitent de la situation tous les jours sur les marchés du gaz naturel et du pétrole brut. À mon avis, nous devrions revenir à un prix comme le prix à la frontière de l'Alberta ou le prix à la frontière internationale, mais ce prix

**[Text]**

much for the Americans, bring it down, but if you destroy the whole system you are at their mercy, and they will play one against the other. We are selling our product too cheaply now so prorationing should be absolutely strong again and should be expanded in Saskatchewan and British Columbia.

**Senator Kenny:** What I am hearing you say is that you would like to see a government-controlled marketing of the oil business where prices and quantities are determined centrally, and there is an allocation to each company at a given fair price, whatever that fair price may be.

Is that, essentially, what you are saying?

**Mr. Gieck:** Other than the price. We are asking for some kind of a stabilized price just to get us through this period of low demand.

**Senator Kenny:** So you suggest that the government stabilize the price, keep the price and determine what fair prorationing is.

**Mr. Gieck:** Yes, but keep in mind that the prorationing system has been in effect for 30-odd years, and as long as we have excess deliverability, that is really the only fair way. If we did not have the government prorationing, we would need somebody else doing it, because certainly then the refiners are going to be the only people producing their oil and there would be no way we could ever get into the market. How else could we get into the market?

**Mr. Mercier:** It flows so much against the current free-trade sentiment, but crude oil is different. You cannot compete against Brent Oil. There were two or three shiploads brought in to Montreal, and they received \$2.40 a barrel more than we could get for our own crude. We could not sell our own crude even at \$2.40 less.

The people who refine the oil, for example, Standard of New Jersey, it produces 800,000 barrels a day to its own account in the USA. If you leave us to the mercy of Standard of New Jersey without a bottom price, you are going to get—well, there is no bottom to what you sell Canadian crude, sweet and natural gas to the United States. You just cannot compete against those people. If they are the refiners, and if they are also very influential in Venezuela and other offshore sources, and if whenever they do not like what you do to them, they can take some crude on the coast of California or New York. How do you compete with them?

**Mr. Gieck:** One of our group actually looked into purchasing a refinery as a consortium and, believe it or not, you probably can purchase refining capacity, and we were looking in Alberta. The problem is that, if we buy our refinery, we know that we cannot market the product. We know that the retail

**[Traduction]**

devrait être raisonnable. Nous ne devrions pas imiter les Mexicains et accepter 4,94 \$ MPC pour le gaz naturel, comme nous l'avons fait. Si ce prix est trop élevé pour les Américains, qu'on le baisse, mais si vous détruisez tout le système vous êtes à leur merci et ils vont nous placer en situation de conflit. Nous vendons notre produit actuellement trop peu cher, donc, le système de proration devrait être absolument fort de nouveau et être appliqué davantage en Saskatchewan et en Colombie-Britannique.

**Le sénateur Kenny:** Ce que je comprends, c'est que vous aimeriez que le gouvernement contrôle la commercialisation du pétrole, qu'il fixe les prix et les quantités, répartissant ainsi la production entre chaque société à un prix juste, quel que soit ce prix.

Est-ce essentiellement ce que vous êtes en train de nous dire?

**M. Gieck:** Nous demandons une certaine forme de stabilisation des prix juste pour nous permettre de traverser cette période où la demande est faible.

**Le sénateur Kenny:** Donc, vous proposez que le gouvernement stabilise et fixe les prix et établisse un juste système de proration.

**M. Gieck:** C'est exact, mais rappelez-vous que le système est en vigueur depuis environ 30 ans, et tant que nous aurons des excédents de pétrole, c'est en réalité la seule façon juste de procéder. Si le gouvernement ne procédait pas à la proration, quelqu'un d'autre devrait le faire parce que certainement alors les raffineurs vont être les seules personnes qui produiront leur pétrole et il serait absolument impossible pour nous d'avoir accès au marché. Comment pourrions-nous y avoir accès autrement?

**M. Mercier:** Ce que vous dites va à l'encontre de la tendance actuelle vers le libre-échange, mais la situation est différente pour le pétrole brut. Vous ne pouvez pas faire concurrence à la société Brent Oil. Deux ou trois navires sont arrivés à Montréal et l'on a vendu le baril de pétrole 2,40 \$ de plus que ce que nous pourrions obtenir pour notre propre brut. Nous ne pourrions pas vendre notre brut même à 2,40 \$ de moins.

Les raffineurs, par exemple la société Standard, au New Jersey, produisent 800 000 barils de pétrole par jour pour leur propre compte aux États-Unis. Si vous nous laissez à la merci de cette société sans un prix plancher, il n'y aurait plus alors aucun prix plancher auquel vous pourriez vendre le pétrole brut canadien, le gaz non corrosif et le gaz naturel aux États-Unis. Vous ne pouvez tout simplement pas faire concurrence à ces sociétés. Si ce sont elles qui raffinent le pétrole, et si elles ont beaucoup d'influence au Venezuela et dans d'autres pays étrangers, et si par hasard elles n'aiment pas le traitement que vous leur infligez, elles peuvent acheter du pétrole brut sur la côte de la Californie ou à New York. Comment alors leur faire concurrence?

**M. Gieck:** Un des membres de notre groupe, en fait, a songé à acheter une raffinerie et en tant que consortium, croyez-le ou non, vous pouvez probablement acheter les capacités de raffinage, et nous songions à nous installer en Alberta. Le problème, c'est que si nous achetons notre raffinerie, nous savons



**[Text]**

situation is so tied up by such a small group that, even if we did buy a refinery and try to integrate ourselves as a group, we could not compete; we could not get rid of the product. So, again, we have got a deregulated oil industry flowing into a regulated marketing refining arm. We are all free enterprisers, but, if the system is controlled at some point through the system, something has to be done, and we are pretty helpless.

**Senator Kenny:** And so you think that the core of the problem is with the refiners and that the competition laws are defective with them? Am I putting words into your mouth?

**Mr. Gieck:** No.

**Mr. Mercier:** I would agree with that statement.

**Mr. Gieck:** Yes. I would say otherwise you would see a lot lower price at the pumps; like half the price, or double the reduction, that we are seeing—that type of thing.

**Senator Balfour:** Am I correct that the APMC is essentially an instrument of the Government of Alberta?

**Mr. Gieck:** Yes.

**Senator Kenny:** And the supplementary market is essentially a free market?

**Mr. Gieck:** Yes. The APMC was actually not dismantled, but its powers were certainly taken away a lot with deregulation; but, to provide a service to people who did not have a marketing outlet, they said, "Look, we will continue to market your oil." That is why we sold our oil to the APMC.

**Senator Kenny:** But would it not be within the jurisdiction of the Government of Alberta to assert greater control over the marketing of Alberta crude oil?

**Mr. Gieck:** Yes. They say they are looking at it.

**Senator Kenny:** They could eliminate the supplementary market?

**Mr. Gieck:** They could, and yet the supplementary market was brought in for a specific reason, and that was to sell oil during periods when pipeline capacity was available, and they certainly have been fulfilling that function. I guess our stance is that, if the prorationing scheme is run properly, somebody has to fill those lines and the APMC can do it just as easily as anybody else. So if it was running right it could be done.

**Senator Kenny:** It could be done—

**Mr. Gieck:** Yes.

**Senator Kenny:** —within the sole jurisdiction of the APMC.

**Mr. Gieck:** Yes.

**Mr. Mercier:** It should be primary oil, it should not be supplemental. That is what has destroyed the system.

**[Traduction]**

que nous ne pouvons pas commercialiser le produit. Nous savons que le marché de détail est tellement contrôlé par un petit groupe que, même si nous achetions effectivement une raffinerie et que nous essayions de nous intégrer en tant que groupe, nous ne pourrions faire concurrence, nous ne pourrions vendre notre produit. Donc, une fois de plus, l'industrie du pétrole déréglementée essaierait d'avoir accès à un marché de la raffinerie réglementé. Nous sommes tous pour la libre-entreprise, mais, si le système est contrôlé, il faut faire quelque chose et nous sommes assez démunis à cet égard.

**Le sénateur Kenny:** Donc, vous croyez que le nœud du problème se trouve chez les raffineurs et que les lois sur la concurrence les favorisent? Est-ce que je vous enlève les mots de la bouche?

**M. Gieck:** Non.

**M. Mercier:** Je dois me dire d'accord avec vous.

**M. Gieck:** Oui. Je pense qu'autrement, le prix du pétrole serait plus bas à la pompe, soit par exemple la moitié du prix ou le double de la réduction que l'on accorde actuellement.

**Le sénateur Balfour:** Ai-je raison de dire que la CCPA est essentiellement un «instrument» du gouvernement de l'Alberta?

**M. Gieck:** Oui.

**Le sénateur Kenny:** Et que le marché d'écoulement des excédents est essentiellement un marché libre?

**M. Gieck:** Oui. La CCPA en fait n'a pas été démantelée, mais la déréglementation est certainement venue ronger ses pouvoirs. Mais pour offrir un service à des gens qui n'avaient pas accès au marché, on leur a dit qu'on allait continuer de commercialiser leur pétrole. C'est la raison pour laquelle nous avons vendu notre pétrole à la CCPA.

**Le sénateur Kenny:** Mais ne serait-il pas de la compétence du gouvernement de l'Alberta d'exercer un plus grand contrôle sur la commercialisation du pétrole brut de cette province?

**M. Gieck:** C'est un fait. Le gouvernement a dit qu'il s'en occupait.

**Le sénateur Kenny:** Et il pourrait supprimer le marché des excédents?

**M. Gieck:** Il le pourrait, mais là encore, ce marché a été créé pour une raison précise, à savoir pour vendre le pétrole durant des périodes où on pouvait l'expédier par pipeline et l'on a certainement atteint l'objectif. J'estime que si le système de proration était appliqué correctement, quelqu'un doit faire son travail, et la CCPA peut le faire tout aussi bien que quiconque. Donc, s'il était appliqué correctement, l'objectif pourrait être atteint.

**Le sénateur Kenny:** En effet.

**M. Gieck:** Oui.

**Le sénateur Kenny:** . . . et le système ne relèverait que de la CCPA.

**M. Gieck:** Oui.

**M. Mercier:** Cela devrait être du pétrole primaire et non supplémentaire. C'est ce qui a détruit le système.

*[Text]*

**Senator Kenny:** Does the National Energy Board have any jurisdiction in the matter?

**Mr. Gieck:** No.

**Mr. Mercier:** Not for prorationing in Alberta.

**Mr. Gieck:** Just when it leaves the province. The prorationing is done basically by the ARCB on the basis of recoverable reserves.

**Mr. Mercier:** It is a massive intervention in the marketing of crude oil, without question. You would have to do it in Saskatchewan for those asphalt-based crudes. It is messy and it is tough, but it worked very well in Alberta.

**The Chairman:** Before I call on Senator Hays again, you slipped by "authority for expenditures". As I understand it, an authority for an expenditure is an agreement between the partners to spend money.

**Mr. Mercier:** The operator lists his costs.

**The Chairman:** The operator lists his costs and it is an agreement between the partners. Have you seen any evidence of any majors calling on AFEs to the independent Canadians who are unable to meet them?

**Mr. Mercier:** Oh yes, that happens frequently, but there are provisions in your agreement where you can go under penalty.

**The Chairman:** You can buy back in.

**Mr. Mercier:** You can buy back in.

**The Chairman:** You can buy back in, but you lose your interest.

**Mr. Mercier:** You would lose your interest. If it is a wildcat, and in many agreements, you would be out. You are either in or out on some of those situations.

**The Chairman:** Are many Canadians finding themselves out?

**Mr. Mercier:** That has not been one of the factors, because no one is drilling, Mr. Chairman. We are not being hit by AFEs by anyone. We are drilling a couple of wells with Imperial Oil and Obed, for instance, and we are still in those because it is a development situation and the banker feels that we should be in it. That is a common point that goes on all the time, and that has not changed. What has changed is that we are not initiating wells ourselves. We are not sending AFEs to our partners. We are not bringing in the pension funds, and so forth, to drill, but there is no extra hardship on that particular aspect. If you cannot join in drilling the well, they can drill the well and complete it and keep your share of production until they have recovered 200, 300 or 500 per cent of your share of costs. It is not a big factor.

**Senator Hays:** Sorry.

**Mr. Gieck:** I will generalize here, but probably one of the other reasons is that the majors, for the most part, control a good deal of the leases, the land, in the province. So a lot of the

*[Traduction]*

**Le sénateur Kenny:** L'Office national de l'énergie exerce-t-il une compétence à cet égard?

**M. Gieck:** Non.

**M. Mercier:** Pas en ce qui concerne le système de proration en Alberta.

**M. Gieck:** Seulement lorsque le pétrole quitte la province. Le système de proration est appliqué fondamentalement par l'EARCB et est fondé sur les réserves récupérables.

**M. Mercier:** Il n'y a pas de doute, c'est une intervention massive dans la commercialisation du pétrole brut. Il vous faudrait le faire en Saskatchewan pour les bruts provenant des sables asphaltiques. C'est compliqué et difficile, mais cela fonctionne très bien en Alberta.

**Le président:** Avant que je donne de nouveau la parole au sénateur Hays, vous avez parlé d'autorisations de dépenses. Si je comprends bien, une autorisation de dépenses, c'est une entente entre des partenaires pour dépenser de l'argent.

**M. Mercier:** L'exploitant inscrit ses coûts.

**Le président:** L'exploitant inscrit ses coûts et une entente est conclue entre les partenaires. Connaissez-vous des cas d'exploitants importants réclamant des autorisations de dépenses à des producteurs indépendants canadiens qui ne pourraient les respecter?

**M. Mercier:** Oui, cela arrive fréquemment, mais des sanctions sont prévues dans l'accord.

**Le président:** Vous pouvez alors racheter votre part.

**M. Mercier:** Oui.

**Le président:** Vous pouvez racheter votre part, mais vous perdez l'intérêt.

**M. Mercier:** Vous perdriez l'intérêt. S'il s'agit d'un forage de reconnaissance, pour un grand nombre d'accords, vous seriez exclus. Dans certaines de ces situations, vous participez ou ne participez pas.

**Le président:** Est-ce que cela arrive à beaucoup de Canadiens?

**M. Mercier:** Non, parce que personne n'effectue de forage, monsieur le président. Personne ne cherche à obtenir d'autorisations de dépenses. Nous participons au forage de quelques puits avec *Imperial Oil* et *Obed*, par exemple, et si nous continuons à le faire, c'est qu'il s'agit de prospection et le banquier estime que nous devrions nous y adonner. C'est très courant et les choses ne changent pas. Ce qui a changé, c'est que nous ne prenons pas l'initiative du forage. Nous n'envoyons pas d'autorisations de dépenses à nos partenaires. Nous n'utilisons pas l'actif des caisses de retraite, par exemple, pour forer, mais il n'y a pas d'autres problèmes à cet égard. Si vous ne pouvez participer au forage du puits, ils peuvent s'en occuper et conserver votre part de la production jusqu'à ce qu'ils aient récupéré 200, 300 ou 500 p. 100 de la part des coûts que vous assumez. Ce n'est pas un facteur important.

**Le sénateur Hays:** Désolé.

**M. Gieck:** Je vais généraliser ici, mais l'une des autres raisons, c'est probablement que les sociétés importantes, dans la plupart des cas, contrôlent une bonne partie des baux, dans les



**[Text]**

work that we do is farming in on acreage held by the majors. So normally we form our own group and farm in so they are not really a participant. In other words, we farm in to earn in the property. I guess the reason that happens is that there is an incentive—I guess mostly the tax system—for us to drill wells because we can attract equity capital and get the write-offs, and, of course, on our land system, the way the tax write-offs are, there is a 10 per cent declining balance even if the lease only lasts four or five years. But that forces us to do more drilling and less land acquisition. So, in a lot of the cases, we are farming in on these people that own the original land—the majors. We have not had that problem where a major has, say, laid an AFE on us with an intent such as going to a poker game intending to buy out the opposition. I do not think it is going to be a problem.

**Mr. Mercier:** Well, it could be next year, but it has not been up to now.

**The Chairman:** It has not happened yet.

**Mr. Mercier:** No.

**The Chairman:** You might check a little.

**Mr. Gieck:** Well, usually there are provisions of penalty clauses and you can stay in there. You might not have much left, but you can stay in.

**Senator Hays:** We face a situation where the price of oil—that particular commodity—has dropped in value by roughly 60 per cent in about five months. Correct me if I am wrong, but would it be fair to say, in response to Senator Lefebvre's question about where you were at the time of the Western Accord, that the pricing environment at that time probably had something, or maybe a lot, to do with the fact that people who are in the industry did not say anything? We now find ourselves in a situation where we have a scarce resource. We have money in the treasuries of the provinces where we have production, and in that of the federal government, but how do we get the most value for that scarce resource? Is it in having it doled out either as a tax expenditure or as an incentive? The consensus, I would suspect, in the presentations that you have made, is that there should be some kind of floor price for a limited amount of production—500, 1,000 barrels—and the two levels of government should participate in financing the difference between whatever the price is and \$20, or thereabouts, a barrel.

Having regard to the fact that the treasuries are limited in the amount of money that they can provide by way of incentive, and accepting the fact from you that the incentive that you are looking for is one that helps that segment of the industry which is most hurt by the current pricing scenario, what kind of dollars should governments spend on this? The corollary of that is that the industry was the most helped under the NEP and finds itself with debt equity ratios and finds itself with drilling programs and land positions that are not really in keeping with the current situation—well, not only are they not in keeping, they put the industry way out on a limb. So what

**[Traduction]**

provinces. Souvent, nous acquérons un intérêt sur une partie des terres appartenant aux grandes sociétés. Normalement, donc, nous formons notre propre groupe et acquérons un intérêt de sorte que nous ne sommes pas vraiment un des participants. Autrement dit, nous avons une prise d'intérêt sur la propriété. Je suppose que si cela se produit, c'est qu'on nous offre un stimulant important—le système fiscal—pour forer des puits parce que nous pouvons attirer le capital risque et obtenir des amortissements. Au Canada, un amortissement dégressif de 10 p. 100 est prévu même si le bail n'est que de quatre ou cinq ans. Mais cela nous oblige à multiplier les forages et à acquérir moins de terres. Ainsi, la plupart du temps, nous amonçons des parcelles de terrain appartenant aux grosses sociétés. Il ne nous est pas arrivé qu'un gros propriétaire nous ait imposé une autorisation de dépenses, un peu comme pour une partie de poker, en vue de désintéresser l'adversaire, et je ne crois pas que cela se produise non plus.

**M. Mercier:** Eh bien! Cela pourrait se produire l'an prochain, mais ce n'est pas encore le cas.

**Le président:** Cela ne s'est pas encore produit.

**M. Mercier:** Non.

**Le président:** Peut-être pourriez-vous procéder à de petites vérifications.

**M. Gieck:** Eh bien! On prévoit habituellement des peines et on peut maintenir sa participation. Il se peut qu'il ne vous reste pas grand-chose, mais vous pouvez rester.

**Le sénateur Hays:** Nous sommes aux prises avec une situation où le pétrole—ce produit particulier—a perdu à peu près 60 p. 100 de sa valeur en cinq mois environ. Corrigez-moi si je me trompe, mais serait-il juste de dire, en réponse à la question du sénateur Lefebvre qui vous demandait où vous étiez lorsque l'accord de l'Ouest a été signé, que l'établissement des prix à ce moment a probablement eu quelque chose à voir ou peut-être beaucoup à voir avec le fait que les gens de l'industrie se sont tus? Nous nous retrouvons à l'heure actuelle avec une ressource rare. Nous avons de l'argent dans les coffres des provinces productrices ainsi que dans celui du gouvernement fédéral, mais comment pouvons-nous en obtenir le meilleur rendement possible? S'agit-il de le distribuer au compte-gouttes en tant que dégrèvement fiscal ou en tant que stimulant? D'après ce que je peux déduire de vos exposés, on s'entend pour dire qu'on devrait fixer un prix plancher pour une quantité limitée de production—500 à 1 000 barils—et que les deux paliers de gouvernement devraient participer au financement de la différence entre le prix, quel qu'il soit, et environ 20 \$ le baril.

Compte tenu du fait que des limites sont imposées sur les montants qu'on peut consacrer aux stimulants et que les stimulants que vous recherchez devraient aider ce secteur de l'industrie qui est le plus touché par le système d'établissement des prix actuels, quels montants le gouvernement devrait-il consacrer à ce secteur? Cette industrie est celle qui a le plus profité du PEN, mais elle se retrouve avec un ratio d'endettement et des programmes de forage qui ne sont pas adaptés à la situation actuelle mais qui, en plus, l'ont placée dans une situation délicate. Combien d'argent le gouvernement devrait-il donc y consacrer? Si nous fixons un prix plancher pour les 1 000 pre-

**[Text]**

kind of dollars should governments spend on this? If we set a floor price for the first 1,000 barrels of production, I suspect all of that money will go to debt service—correct me if I am wrong—because of the kind of pressure that the small companies will find themselves under from their banks. There are other proposed schemes, one of which was that an incentive price be paid only for new production and to obtain the \$20 or \$25 a barrel you have to bring production on. Having regard to the fact that the resources of government are scarce, how can we get best value as governments, federal and provincial? By debt service? Correct me if I am wrong on that, but I think most of that money would go to debt service by providing an incentive price for the first 1,000 barrels of production—or some system as was proposed by Mr. Richards, the former president of Dome Petroleum, which would only provide that incentive price for new production.

**Mr. Mercier:** Senator Hays, you have covered about three swings. It is the guts of this whole matter. I think it would cost you half as much to stabilize the price of oil as it would to forgo the PGRT.

**Senator Hays:** Half as much?

**Mr. Mercier:** Half as much.

**The Chairman:** Three hundred million? Is that what you are saying? Three hundred million?

**Mr. Mercier:** Something like that. It will cost you less than \$300 million to do the stabilization, subject to our correcting our numbers here, depending on the production. That would help everyone—the independents more than the majors, because a lot of money is not as important to the majors as it is to us.

Some companies, such as Universal, may go to debt servicing. We have a good relationship with our bank. Certainly, some would go in the ground. For a company such as Strand which is not in debt, that stabilization will immediately allow them to go out and bring in investors, and that is what people are missing. As Mr. Gieck has said, if we do not expect the price of oil to go back to \$10 by next week, with a tax write-off, you can encourage the doctor to invest or to come in as a partner. You can go to Toronto and raise some money.

If you do reduce the PGRT, do not do it unless you force the majors, who gain from it, to spend it in drilling, and that is very difficult to do, otherwise, the money will go in dividends and many of those go south. If you do help the independents to reduce their debt, if that is what the banker does with all of their money, then they will have the ability to raise more or they will survive until oil prices come up.

**Mr. Gieck:** I agree with what Mr. Mercier is saying. The price of phasing out the PGRT or lowering of royalties will be extreme in absolute dollars.

As far as our system is concerned, the submission we made to the Alberta government was that it was not a grant system, but more of a loan system and would be returned. We made a couple of suggestions. One was that we were prepared to

**[Traduction]**

miers barils de production, je suppose que tout l'argent ira au service de la dette—corrigez-moi si je me trompe—étant donné les pressions qui seront alors exercées par les banques sur les petites sociétés. D'autres systèmes sont proposés, notamment de ne verser de stimulant que pour la nouvelle production et de consacrer les 20 ou 25 \$ le baril à la production. Étant donné la rareté des ressources du gouvernement fédéral et des provinces, comment ceux-ci peuvent-ils obtenir le meilleur rendement possible de leur argent? Par le service de la dette? Qu'on me corrige, si je me trompe, mais je crois que presque tout l'argent serait consacré au service de la dette et que l'on accorderait un stimulant pour les 1 000 premiers barils de production. Il y a également le système proposé par M. Richards, l'ancien président de *Dome Petroleum*, lequel n'accorderait ce prix spécial que pour la nouvelle production.

**M. Mercier:** Sénateur Hays, vous avez parlé de trois aspects. C'est vraiment le cœur du problème. Je crois qu'il vous en coûterait encore la moitié plus pour stabiliser le prix du pétrole.

**Le sénateur Hays:** La moitié plus?

**M. Mercier:** La moitié plus?

**Le président:** Trois cents millions? Est-ce bien ce que vous dites? Trois cents millions?

**M. Mercier:** Quelque chose du genre. Il en coûterait moins de trois cents millions pour la stabilisation, pourvu que nous corrigeons nos chiffres ici en tenant compte de la production. Cela aiderait tout le monde—les producteurs indépendants plus que les grosses sociétés, étant donné que ces dernières n'attachent pas la même importance que nous aux montants.

Certaines entreprises comme *Universal*, peuvent choisir d'assurer le service de la dette. Nous entretenons de bons rapports avec notre banque. Il est sûr que certains d'entre nous opéreraient pour la prospection. Une entreprise comme *Strand* qui n'est pas endettée pourra grâce à cette stabilisation aller chercher des investisseurs, et c'est ce qui manque. Comme l'a dit M. Gieck, si vous ne vous attendez pas que le prix du pétrole redescende à 10 \$ d'ici la semaine prochaine, il est possible d'inciter avec un dégrèvement fiscal, quelqu'un à investir ou à devenir votre partenaire. Vous pouvez vous rendre à Toronto et trouver des investisseurs.

Si vous diminuez la TRGP, ne le faites pas à moins d'obliger les grosses sociétés qui en profitent à investir dans le forage, et c'est très difficile à faire. Autrement, l'argent est versé en dividendes et une bonne partie de ceux-ci prend la direction du sud. Si vous aidez les producteurs indépendants à diminuer leur dette, si c'est ce que le banquier fait avec tout leur argent, les grosses sociétés, celles-ci pourront alors trouver des investisseurs et survivre jusqu'à ce que les prix montent.

**M. Gieck:** Je suis d'accord avec ce que dit M. Mercier. Le coût de la suppression graduelle de la TRGP ou de la réduction des redevances sera très grand en dollars absolus.

En ce qui concerne notre système, ce que nous avons proposé au gouvernement albertain, ce n'est pas tant un système de subventions qu'un système de prêts. Nous avons fait une ou deux suggestions. Premièrement, nous sommes disposés à prou-



[Text]

demonstrate to the government that that money did go into the ground and, in fact, had to go into the ground to be earned. In other words, we could not pay it back to the banks. I think, as a group, we would look favourably upon that type of system where, if you will, we are forced to spend money on exploration. The other suggestion brought forth was that, for every dollar of stabilization we received, if we could generate one or two dollars of equity investment, it would suffice to cover that loan. In other words, it would become a grant as long as we could demonstrate that we had brought equity money into the system. Those are two suggestions we have looked upon as possibilities.

**Senator Hays:** What percentage of production comes from companies like the companies you represent today?

**Mr. Gieck:** Of total production?

**Senator Hays:** Yes.

**Mr. Gieck:** I would suggest probably a small amount. In our submission to the Alberta government, we had close to 100 companies. I am speaking now of strictly Alberta production. They had about 20,000 barrels a day, so they averaged 200 barrels a day. As a group, our percentage of overall production would be small.

If you want to look at either the percentage of reserves found in the last year or new oil brought on in the last one to five years, it would be a high number. As far as money spent is concerned, that same group of 100 companies had capital expenditures approaching \$250 million. I do not know how many more there are. I am suggesting that there may be another 100 or 200 of these companies. Dollar-wise, we cannot compete with megaprojects, but there is no question that our dollars go into conventional oil and that they have done a lot of good.

**Senator Lefebvre:** The pressure to remove immediately or phase out more rapidly the PGRT is not coming from your group?

**Mr. Mercier:** No.

**Senator Lefebvre:** You do not feel that this is going to help your type of company in any way. You say it should not be phased out or abolished immediately unless there is some guarantee that that money is going to be spent in the ground.

**Mr. Mercier:** Absolutely.

**Senator Lefebvre:** You feel that the taxpayers of Canada would be better served with some form of price stabilization which would cost less than what is being proposed by IPAC and others; is that correct?

**Mr. Mercier:** Yes.

**Senator Hays:** I have a question regarding the long term. At the time of the introduction of the current energy program, it seemed to be generally accepted by people, including companies like those you represent today, that a level playing field was fine and desirable, and when the price was high, it was good for everyone. That may have been a motivation for not

[Traduction]

ver au gouvernement que cet argent a été bel et bien investi dans la prospection et qu'il devait en fait y être investi pour être gagné. Autrement dit, nous ne pouvions le rembourser aux banques. Je crois qu'en tant que groupe, nous serions très favorables à un système qui nous obligerait à investir dans la prospection. Nous avons ensuite proposé que pour chaque dollar que nous recevions, si nous parvenions à générer un ou deux dollars de capital risque, cela suffirait à garantir le prêt. Autrement dit, cela deviendrait une subvention pourvu que nous puissions prouver que nous avons généré du capital risque. Il s'agit de deux suggestions que nous avons étudiées et qui pourraient être envisagées.

**Le sénateur Hays:** Quel pourcentage de la production est attribuable à des sociétés comme celles que vous représentez aujourd'hui?

**M. Gieck:** De la production globale?

**Le sénateur Hays:** Oui.

**M. Gieck:** Je dirais probablement un faible pourcentage. Dans le document que nous avons présenté au gouvernement de l'Alberta, nous disions avoir près de 100 sociétés. Je parle maintenant de production strictement albertaine. Elle était d'environ 20 000 barils par jour, c'est-à-dire 200 barils par jour en moyenne. Notre groupe compte pour peu dans le pourcentage de la production globale.

Si vous considérez soit le pourcentage des réserves découvertes au cours de la dernière année ou du nouveau pétrole extrait depuis cinq ans, le chiffre serait élevé. En ce qui concerne l'investissement, les dépenses en capital de ce même groupe de 100 sociétés atteignaient presque 250 millions de dollars. J'ignore combien d'autres sociétés il y a, peut-être 100 ou 200. En ce qui concerne les investissements, nous ne pouvons concurrencer les mégaprojets, mais il n'y a pas l'ombre d'un doute que nos sociétés investissent dans le pétrole brut et que cela a des effets très positifs.

**Le sénateur Lefebvre:** Est-ce votre groupe qui exerce des pressions pour éliminer immédiatement ou supprimer graduellement, mais plus rapidement, la TRPG?

**M. Mercier:** Non.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous ne croyez pas que cela va aider votre type de société de quelque façon? Vous dites qu'on ne devrait pas la supprimer graduellement ou l'éliminer immédiatement à moins qu'on ne garantisse que cet argent sera consacré à la prospection.

**M. Mercier:** Tout à fait.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous estimez que les contribuables canadiens seraient mieux servis par une certaine forme de stabilisation des prix qui coûterait moins cher que la formule proposée par l'APIC et d'autres. Est-ce que je me trompe?

**M. Mercier:** Vous avez tout à fait raison.

**Le sénateur Hays:** J'ai une question concernant le long terme. À l'époque où le programme énergétique actuel a été introduit, il semblait généralement admis par le grand public, y compris par des sociétés comme celles que vous représentez aujourd'hui, qu'un nivellement était souhaitable et que lorsque le prix était élevé, c'était bon pour tout le monde. Cela a pu

**[Text]**

complaining about the kind of disastrous pricing scenario we find ourselves in now.

You are asking for some special assistance now, which is very much biased in favour of smaller companies because it would be limited in terms of the amount of production to which it would apply. In the long term, do you see that as a temporary program being phased out, no matter what the price is, so that we would ultimately end up with a policy that is in keeping with the Western Accord—buyers will be buyers and sellers will be sellers—or do you see it as a permanent feature?

**Mr. Mercier:** I personally see it as a permanent feature. I think you will get loans until the price of crude oil is at \$20 a barrel and you will pay it back until you get it paid back. If the price swung down again, it should click in again; otherwise, you do not get the stability to raise the money that you need and Canadians will be out of the game.

You must continue some kind of nomination system from the refiners in order for everyone to be able to sell their oil; otherwise, the refiners will buy their own production first.

I believe the government has to have some kind of floor price. If you leave it up to a dog-eat-dog scenario between producers in trouble, there is no bottom as to how cheaply we will give away our Canadian resources.

**Mr. Gieck:** I would agree that it has to be permanent. If it is short-term—I am speaking of one or two years or even six months—there is no question that there has to be some assurance of a certain price level over a certain period of time. I am suggesting that one year will not be sufficient for us to raise equity money.

To me, "permanent" means probably less than five years, because, in today's environment, the world as a whole is not exploring. I do not think there is any question in anyone's mind that the supply and demand situation is going to switch, probably in the early 1990s. You can forget about crude costing \$20 at that time. I do not think the permanent situation is very long-lasting, but we do need assurance. We need stabilization for investor confidence.

**The Chairman:** You would view it as a long-term policy to click in and click out on a floor price, but would you see a ceiling price where it would click in and click out?

**Mr. Gieck:** I do not think you need a ceiling price, but I know, in the back of my mind, and I know that every producer out there knows that, if the price goes up to a certain amount—and I do not know what that amount is—we are not going to get it all.

**The Chairman:** So you would accept a click-in and a click-out on a ceiling?

**Mr. Gieck:** I think there should be one.

**The Chairman:** If the taxpayer backs you up when the price is down, he should be entitled to some protection when the price goes up.

**[Traduction]**

être une des raisons de ne pas se plaindre du scénario désastreux de fixation des prix que nous connaissons à l'heure actuelle.

Vous demandez maintenant une forme d'aide spéciale, laquelle favoriserait beaucoup les petites entreprises étant donné qu'elle plafonnerait la production. À long terme, songez-vous à un programme temporaire qui serait supprimé graduellement, peu importe le prix, de manière à en arriver finalement à une politique respectant l'accord de l'Ouest—les acheteurs seront des acheteurs et les vendeurs des vendeurs—ou songez-vous à un programme permanent?

**M. Mercier:** Personnellement, j'envisage un programme permanent. Je crois qu'on obtiendra des prêts tant que le prix du pétrole brut se situera à 20 \$ le baril et qu'on pourra les rembourser. Si le prix devait redescendre, il faudrait réinstaurer le programme. S'il en était autrement, il serait impossible d'avoir la stabilité vous permettant d'obtenir les fonds dont vous avez besoin et les Canadiens ne seraient plus de la partie.

Vous devez maintenir une certaine forme de contingentement pour que tout le monde puisse vendre son pétrole, sinon les raffineurs achèteront tout d'abord leur propre production.

Je crois que le gouvernement doit fixer un certain prix plancher. Si vous laissez les producteurs qui éprouvent des difficultés se déchirer comme des loups, il n'y a pas de limite quant au bas prix auquel nous céderons nos ressources.

**M. Gieck:** Je reconnais que ce système doit être permanent. S'il doit être à court terme—j'entends par là un an ou deux ou même six mois—il est incontestable qu'il faudra garantir un certain niveau de prix sur une certaine période. À mon avis, nous ne pourrions nous procurer des capitaux propres en un an.

Lorsque j'utilise l'adjectif «permanent», j'entends probablement moins de cinq ans vu qu'à l'heure actuelle, il ne se fait en général de prospection dans aucun pays. Je crois que personne ne doute que les conditions du marché changeront probablement au début des années 90. Il sera alors impossible de trouver du pétrole brut à 20 \$ le baril. Je ne crois pas que le prix actuel se maintiendra très longtemps, mais nous devons être rassurés. Il nous faut un programme de stabilisation des prix pour donner confiance aux investisseurs.

**Le président:** Vous verriez une politique à long terme qui serait appliquée en fonction d'un prix plancher; mais que penseriez-vous de l'appliquer en fonction d'un prix plafond?

**M. Gieck:** Je ne crois pas que nous ayons besoin d'un prix plafond. Je sais toutefois pertinemment que tous les producteurs savent que si le prix atteint un certain niveau—et j'ignore ce que serait ce niveau—nous ne l'obtiendrions pas tous.

**Le président:** Vous accepteriez donc une politique dont l'application dépendrait d'un prix plafond?

**M. Gieck:** Je crois qu'on devrait en fixer un.

**Le président:** Si le contribuable vous appuie lorsque le prix est bas, il devrait avoir droit à une quelconque protection lorsque le prix monte.



## [Text]

**Mr. Mercier:** It should be a loan system. If the price gets so high that your Canadian industries cannot compete with the American industries, there is something wrong. Certainly, a ceiling should come in at that point. The excesses that went on when we had \$40 oil were not very beneficial.

**Mr. Gieck:** That is the reason I like the word "stabilization" even though it has a different connotation from "floor price." In the case of a massive swing up or down, I think it is our responsibility to make sure that the transition is smooth, because, if it goes in one direction, we cannot survive, and, if it goes in the other, the consumer or someone is going to get hurt by the upswing. I am not saying that, ultimately, oil price has to match world price, but there should be some sort of transition period. I think, ultimately, we should be geared to a world price. If it appears as though world prices will stay at \$10 U.S. for 10 years, we have to rationalize, but we need some time to do that. We cannot do it in three months or six months.

**Senator Lucier:** Mr. Chairman, I am probably wrong in my assessment, but I see Alberta, in this situation, somewhat like a company town in that, when one industry goes down, the whole town goes down. It seems to me that when the oil industry in Alberta is in trouble, a lot of people in that province are out of jobs. I was thinking of the engineer who was mentioned a while ago. This guy is not only laid off by the company, but there is nowhere else for him to go. I am sure that it is a very difficult question, but is there any way in which you could relate the type of assistance you are requesting to the job situation? I was interested in Mr. Gieck's comments in terms of jobs. It would seem to me that the independents, the small producers, would be supplying a lot of jobs.

**Mr. Gieck:** Unfortunately, because we do not have an association, it is difficult for us to come up with those kinds of numbers, but there is no doubt that our group directly employs several thousand people. Our 100 companies employ over 1,000 people. However, we have heard from the servicing industries—drilling contractors, logging companies and the like—that are of the view that the independents are the lifeblood of their industries.

If the majors spend \$250 million, it will go towards a tar sands project, a heavy oil project or some other sort of mega-project. They will employ a group of people, but, comparatively speaking, it is a narrow group. We, on the other hand, through our drilling of all types of wells in all parts of Alberta, employ a very much broader manpower force. I think that, dollar for dollar, there is no doubt that we employ more people than do the majors.

I regret that I cannot supply a number in that regard. Suppose that we, as a group, employ 2,000 people and that affected, in the service industries, five times that number. We would be looking at 10,000 people whom we affect, and that probably is not an unfair statement.

## [Traduction]

**M. Mercier:** Il devrait s'agir d'un système de prêts. Si le prix devient tellement élevé que les industries canadiennes ne peuvent soutenir la concurrence des industries américaines, quelque chose ne va pas. Il est évident qu'il faudrait alors fixer un plafond. Les surplus que nous avons réalisés lorsque le prix était à 40 \$ le baril n'ont pas été très profitables.

**M. Gieck:** C'est la raison pour laquelle j'aime le mot «stabilisation», même s'il n'a pas tout à fait le même sens que «prix plancher». Dans le cas d'une forte orientation en hausse ou en baisse, je crois qu'il nous incombe de nous assurer que la transition se fait en douceur parce que si le pendule va dans une direction, nous ne pourrions survivre, s'il va dans l'autre, c'est le consommateur ou quelqu'un d'autre qui en subira le contre-coup. Je ne dis pas que, finalement, le prix du pétrole doit équilibrer le prix mondial, mais il devrait y avoir une période de transition. Je crois qu'en fin de compte, nous devrions être prêts à adopter un prix mondial. Si les prix mondiaux semblent vouloir se maintenir à 10 \$ U.S. pendant dix ans, il nous faudrait rationaliser nos activités, mais cela demanderait du temps. Nous ne pourrions y parvenir en trois ou six mois.

**Le sénateur Lucier:** Monsieur le président, je me trompe peut-être, mais je vois l'Alberta, dans ce cas, un peu comme une ville dont le sort dépend de la survie de l'industrie qui s'y trouve. Il me semble que lorsque l'industrie pétrolière de l'Alberta éprouve des difficultés, quantité de travailleurs de cette province perdent leur emploi. Je pensais à l'ingénieur dont il a été question tout à l'heure. Celui-ci a été licencié par l'entreprise, mais n'a, en plus, aucune place où aller. Je suis sûr que c'est une question très difficile, mais pouvez-vous de quelque façon établir un lien entre le type d'aide que vous demandez et la situation de l'emploi? Mon attention a été attirée par les observations de M. Gieck concernant l'emploi. J'ai l'impression que les producteurs indépendants, les petits producteurs, offriraient beaucoup d'emplois.

**M. Gieck:** Malheureusement, comme nous ne sommes pas regroupés en association, il est difficile pour nous de vous donner des chiffres, mais il n'y a pas de doute que notre groupe emploie directement plusieurs milliers de personnes. Nos 100 sociétés emploient plus de 1,000 personnes. Toutefois, de l'avis de certaines industries de service—entrepreneurs de forage, sociétés d'abattage et de façonnage et autres—les producteurs indépendants sont le moteur de l'industrie.

Les sociétés importantes qui dépenseront 250 millions de dollars les consacreront à un projet d'exploitation des sables bitumineux, à un projet d'exploitation du pétrole lourd ou à quelque autre mégaprojet. Elles emploieront un certain nombre de personnes mais comparativement à nous, il s'agit d'un groupe restreint. Quant à nous, pour tous les types de forage que nous effectuons dans toutes les régions de l'Alberta, nous recourons aux services d'un plus grand nombre de travailleurs. Je crois que dollar pour dollar, il n'y a pas de doute que nous employons beaucoup plus de gens que les grandes sociétés.

Je suis désolé de ne pouvoir vous fournir de chiffres à cet égard. Supposons qu'en tant que groupe, nous employions 2,000 personnes et que les industries de service en emploient cinq fois plus. Nous parlons alors de 10,000 personnes et nous ne nous trompons probablement pas.

[Text]

**Senator Lucier:** After listening to Mr. Mercier, even if you did give me any numbers, I probably would not believe them anyway. I simply have the feeling that there would be some animosity towards the industry if the government were to come forth with some assistance, especially in the light of the stand taken by the oil companies for so many years against government intervention. I would be less than honest if I did not tell you that I am not nearly so concerned about your company's survival for its own sake as I am about your function as an employer.

**Mr. Mercier:** Senator Lucier, if you could just have the experience of drilling 53 wells in southwestern Saskatchewan in a year when there is drought, you would be quite impressed. The only show in town, in places like Swift Current, was the oil industry. The farmer, instead of doing what he could not normally do that year, was operating our wells or going out and building locations for us. The spinoffs were obvious. The contrast in the coffee shop at the local hotel, compared to what it was, was just unbelievable. These guys were all out of work. The reason why I have no qualms about asking for help for the independents is because the independents are the only ones who can react quickly to an incentive. Provided that it is an intelligent enough incentive that it goes back to the ground, we can get these guys back to work.

It is really sad to see one of my boy's buddies, who is a geophysicist and has been for eight years, thrown out on the street. He has a mortgage, a couple of kids, a car that he is buying on time and the whole bit. Where does he go? This engineer that I spoke about suffers not only the monetary loss—he can survive for a year—but that hurt that goes along with losing a job to which he has been dedicated for many years. This sort of thing does untold damage, and we see it happening over and over again. I think that any assistance in this regard would be money well spent.

In answer to the question: "Where were you when the Western Accord came about?" I would say without equivocation that I was against the Western Accord. I thought it was the greatest pig-out by the majors that I have ever seen. If we had not had such a green energy minister, and if she had not bought those Gulf ads, we would have changed only two things.

**Mr. Gieck:** Over all, however, we are free enterprisers. I was in favour of getting rid of government regulation because we can operate more efficiently without it. There was no question about that, but it was conceivable at the price levels we were looking at, which, in those days, averaged approximately \$20. Under those circumstances, it did not really matter too much what happened—we could afford to go through the deregulation and grow. There comes a point, however, where you have to swallow your pride. We are trying to save a sector of the industry. We find ourselves in a marketplace that is not truly deregulated in all its aspects. We are competing against an unfair advantage so we have to do something.

**Senator Kenny:** I thought that, about half an hour ago, we had established that you were not free enterprisers.

[Traduction]

**Le sénateur Lucier:** Je dois vous dire, après avoir écouté M. Mercier, que même si vous m'aviez donné des chiffres, je n'y aurais probablement pas cru. Je crois tout simplement qu'une certaine animosité naîtrait à l'égard de l'industrie si le gouvernement devait fournir de l'aide, compte tenu que les sociétés pétrolières s'opposent depuis de nombreuses années à l'intervention du gouvernement. Il serait malhonnête de ma part de ne pas vous dire que je ne m'inquiète pas tant de la survie de votre société que de son rôle d'employeur.

**M. Mercier:** Sénateur Lucier, si vous pouviez seulement avoir participé au forage de 53 puits dans le sud-ouest de la Saskatchewan au cours d'une année de sécheresse, vous seriez très impressionné. La seule activité dans des endroits comme à Swift Current y était menée par l'industrie pétrolière. Au lieu de vaquer à ses occupations habituelles, l'agriculteur exploitait nos puits ou contruisait pour nous des installations. Les conséquences étaient manifestes. La situation au restaurant de l'hôtel local a changé du tout au tout. Les travailleurs étaient tous en chômage. Si je n'ai aucun scrupule à demander de l'aide pour les producteurs indépendants, c'est parce qu'ils sont les seuls à pouvoir réagir rapidement à un stimulant. Pourvu que celui-ci soit conçu de façon à être investi dans la prospection, nous pouvons redonner du travail à ces hommes.

Je suis fort triste lorsque je vois un des copains de mon fils, géophysicien depuis huit ans, se faire foutre à la porte. Il a une hypothèque, un ou deux enfants, une voiture qu'il paie à tempéraments, etc. Où va-t-il? Cet ingénieur dont j'ai parlé subit non seulement une perte monétaire—il peut survivre pendant un an—il doit aussi endurer la peine qui accompagne la perte d'un emploi auquel il s'est consacré pendant de nombreuses années. Cette situation courante a de profondes répercussions. Je crois que l'argent dépensé au lancement d'un programme d'aide à cet égard ne serait pas perdu.

Pour ce qui est de savoir ce que nous faisons lorsqu'a été conclu l'accord de l'Ouest, je répondrais sans équivoque que je m'y opposais. J'étais d'avis qu'il s'agissait de la plus belle saloperie qu'avaient jamais faite les grandes sociétés. Si nous n'avions pas eu une ministre de l'Énergie aussi inexpérimentée, et si elle n'avait pas acheté ces annonces de Gulf, nous n'aurions modifié que deux choses.

**M. Gieck:** Dans l'ensemble, nous sommes des entrepreneurs libres. J'étais favorable à ce qu'on nous débarrasse de la réglementation gouvernementale, parce que nous pouvons nous débrouiller plus efficacement sans elle, quoiqu'elle pouvait avoir sa raison d'être, les prix se situaient à environ 20 \$. Ce qui se passait n'importait pas vraiment—nous pouvions nous permettre de supporter la déréglementation et prendre de l'expansion. Arrive un moment toutefois où il vous faut ravalier votre orgueil. Nous tentons de sauver un secteur de l'industrie. Nous nous retrouvons sur un marché qui n'est pas vraiment déréglementé à tous les égards. Comme nous soutenons la concurrence dans une position injustement désavantageuse, il nous faut faire quelque chose.

**Le sénateur Kenny:** Je croyais que nous avions déterminé il y a à peu près une heure et demie que vous n'étiez pas des entrepreneurs libres.



[Text]

**Mr. Gieck:** Ultimately, we are.

**Senator Kenny:** Wait a moment. Senator Hastings established that you were looking for a long term program and I thought you told us that you wanted governments to establish prices and to prorate volumes. The letters have stated, again and again, that a free enterprise system does not work. Mr. Mercier said that he knows a gentleman who feels that it has not worked since 1928. We are talking about big swings in the marketplace that we will be seeing a decade from now. How can you say that you are free enterprisers when all of the testimony you have given has been designed to establish that it is not a free enterprise market? It seems as though you want it both ways.

**Mr. Gieck:** Perhaps I had better clarify my statement. I would like to be a free enterpriser. I love the principles of that sort of system and would like to operate in a free enterprise market, as long as everybody else played the game the right way. As I have said, however, I am forced into a stand against free enterprise because I have to compete against a regulated system. My choice, therefore, is to have our side of the system regulated. In other words, I have no choice.

On the other hand, if the prices were high enough, I think that a truly free enterprise system would probably work.

**Mr. Mercier:** That is where I do not agree, Senator Kenny. With respect to crude oil and natural gas, a free enterprise system will not work. I have a lot of problems with free enterprise. I am basically a free enterpriser—I think that I can drill wells far better than Petro-Canada can and I like to see Canadians in small businesses doing their things. But I see my ranch neighbours, for instance, I getting hurt because they are so independent about cattle prices and stabilization. I have problems with dairy quotas, yet I think that they are almost a fact of life.

Oil and gas is owned, largely, by the people of Alberta, the people of Saskatchewan, or, in some cases, the people of Canada. The marketing system is extremely complex.

I have had lunch with two or three independent marketers in Alberta and have found that they are deadly scared of doing something against Imperial Oil because they need the backup of their products. They need to have a way in which to distribute their oil. They will lose their market if they do not have a security of supply. In that environment, when you consider the offshore products, you are fooling yourself if you think you can be a free enterpriser. I bought this a long time ago, so I do not make any apologies for the Western Accord. I suppose that is why I am a maverick. If Imperial Oil says anything, it is reasonable; if I say something, it is vociferous or I am a maverick. But I and other people have been saying it. Jim Tocher of Yoho is one of the most intelligent and experienced men around. I would suggest that honourable senators read what he has to say on the subject. He was there. I worked for him for five years after he left Imperial Oil. When he was employed by Imperial, he was one of their bright lights. He was one of the

[Traduction]

**M. Gieck:** Au bout du compte, nous le sommes.

**Le sénateur Kenny:** Un instant! Le sénateur Hastings a démontré que vous recherchiez un programme à long terme et j'ai cru comprendre que vous vouliez que le gouvernement fixe des prix et réglemente les volumes. Il a maintes fois été démontré que le système de la libre-entreprise ne fonctionne pas. M. Mercier a dit connaître quelqu'un qui estime que ce système n'a pas donné de résultats depuis 1928. Nous parlons de fluctuations importantes du marché qui se produiront dans dix ans. Comment pouvez-vous dire que vous êtes libres alors que dans votre témoignage, vous avez cherché à démontrer qu'il ne s'agit pas d'un marché de libre-entreprise? On dirait que vous ne parvenez pas à vous décider.

**M. Gieck:** Il vaudrait peut-être mieux que je m'explique. J'aimerais évoluer dans un système de libre-entreprise pourvu que tout le monde respecte les règles du jeu. Comme je l'ai dit, toutefois, je dois me battre contre la libre-entreprise parce que je dois faire concurrence dans le cadre d'un système réglementé. Il faut donc que notre côté soit également réglementé. Autrement dit, je n'ai pas le choix.

D'autre part, si les prix étaient suffisamment élevés, je crois qu'un véritable système de libre-entreprise aurait des chances de fonctionner.

**M. Mercier:** C'est là où je ne suis pas d'accord, sénateur. Vous ne pouvez avoir recours au système de la libre-entreprise pour l'exploitation du pétrole brut et du gaz naturel. J'éprouve d'énormes difficultés avec la libre-entreprise. Je suis fondamentalement partisan de cette doctrine—je crois pouvoir forer des puits beaucoup mieux que Petro-Canada et j'aime assister à la réussite de Canadiens exploitant de petites entreprises. Mais je vois mes voisins agriculteurs, par exemple, pâtir parce qu'ils ne dépendent pas des prix des bovins et qu'ils ne souscrivent pas à la stabilisation des prix. J'ai des problèmes avec mes contingents laitiers et pourtant, je pense qu'ils forment presque une réalité de la vie.

Le pétrole et le gaz appartiennent en grande partie aux Albertains, aux résidents de la Saskatchewan ou, dans certains cas, aux Canadiens. Le système de commercialisation est très complexe.

J'ai déjeuné avec deux ou trois distributeurs indépendants de l'Alberta et j'ai découvert qu'ils ont une peur bleue de faire quelque chose contre *Imperial Oil* parce qu'ils ont besoin d'un appui pour leurs produits. Ils doivent distribuer leur pétrole. Ils perdront leur marché s'ils ne peuvent garantir l'approvisionnement. Dans ce milieu, lorsque vous considérez les produits offshore, vous vous trompez si vous croyez à la libre-entreprise. Je l'ai cru il y a longtemps; je ne présente donc aucune excuse pour l'accord Western. Je suppose que c'est la raison pour laquelle je suis un non-conformiste. Si *Imperial Oil* dit quelque chose, c'est raisonnable, si je dis quelque chose, je vocifère ou je suis un dissident. Mais je ne suis pas le seul à le dire. Jim Tocher, de Yoho, est l'un des hommes les plus intelligents et les plus expérimentés qui soit. Je suggérerais aux honorables sénateurs de lire ce qu'il a à dire à ce sujet. Il y était. J'ai travaillé pour lui pendant cinq ans après qu'il eut quitté *Imperial Oil*. Il était l'un des meilleurs éléments de cette société. Il a

[Text]

originators at IPAC. He has pointed out the problem far better than I can. It is a very complex thing. It was at one time controlled by Standard of New Jersey, then by the Seven Sisters, then there was a massive intervention by Premier Manning involving prorationing, and the federal government was also involved. Then, on the excuse that the NEP was such a nasty thing, the majors went right back to the system of the fifties so that they have full control. If anyone thinks he can compete with that as a free enterpriser, he is naive, in my view.

**Mr. Gieck:** Idealistically, we would like to be free enterprisers; realistically, we know that we cannot be.

**Senator Hays:** Would it be fair to say that the energy environment here, where we have few downstream purchasers, few refiners, is fairly different from that of the U.S.? There, a deregulated oil and gas industry needs a fairly long phase-in period in order to develop a more competitive purchasing side than the one we find in Canada, which, in part, might be a product of things like Petro-Canada's acquisition of so many refineries and its taking control of so much of the retailing side.

**Mr. Mercier:** We have reduced the competition with the PetroCanada acquisitions, and they have become "one of the boys" on the refining side. They are not protecting the Canadian motorist very well. They just compete with Imperial Oil. Maybe that's what they have to do. On the American side, they have been trying to deregulate natural gas for how many years, and I am not sure they are any closer than when they started. It is just unbelievably complex. In crude oil, I believe that we can sell about 17 purchasers, practically, from where we operate in western Canada. That is far better than the four or five we have in Canada.

**Senator Hays:** Deregulation would be much easier to achieve if we had that competition in the downstream end. We have never really had competition in the retailing market here—certainly not like the U.S., where there is a myriad of independents and refiners.

**Mr. Dean Clay, Adviser to the Committee:** I will subject you to another couple of questions and then we will let you go. To clarify a point that you made, the prorationing scheme is based upon established reserves?

**Mr. Gieck:** Remaining recoverable reserves, right.

**Mr. Clay:** So that production capacity by a company does not influence it. It just remains established reserves?

**Mr. Gieck:** There are actually two components: there is remaining recoverable reserves, and there is—I guess you would call it a good engineering practice, or a good recovery practice, where the board will sit down upon a submission by the operator and establish what they call an MRL, which restricts production to the point that you do not damage the reservoir. So there are two controls. MRL normally is not an owners-type one, but the allocation system is based strictly on remaining recoverable oil reserves.

[Traduction]

participé à la création de l'APIC. Il a mis le doigt sur le problème beaucoup mieux que moi. C'est une question très complexe. Il y a eu à l'origine *Standard* du New Jersey, puis les *Seven Sisters* et, enfin, l'intervention massive du premier ministre Manning comportant la formule de proration puis, le gouvernement fédéral. Ensuite, prétextant que le PEN était à ce point mauvais, les grosses entreprises sont revenues au système des années 50 afin d'avoir le plein contrôle. Celui qui prétendrait pouvoir soutenir la concurrence dans un système de libre-entreprise est naïf, à mon avis.

**M. Gieck:** Idéalement, nous aimerions un système de libre-entreprise; mais nous savons fort bien que ce n'est pas possible.

**Le sénateur Hays:** Serait-il juste de dire que le secteur énergétique ici, qui comporte peu d'acheteurs en aval et peu de raffineurs, est très différent de celui des États-Unis? Là-bas, l'industrie déréglementée du pétrole et du gaz a besoin d'une période assez longue pour instaurer un marché plus concurrentiel que celui que nous trouvons au Canada et qui est peut-être le produit d'un ensemble d'éléments comme l'acquisition par Petro-Canada de tant de raffineries et sa prise de contrôle d'une partie du marché de détail.

**M. Mercier:** Nous avons restreint la concurrence à l'égard des acquisitions de Petro-Canada et la société est devenue l'un de nos partenaires sur le plan du raffinage. Elle ne protège pas très bien les automobilistes canadiens. Elle ne fait que concurrencer *Imperial Oil*. C'est peut-être ce que ces sociétés doivent faire. Les Américains tentent de déréglementer le secteur du gaz naturel depuis un grand nombre d'années et je ne suis pas sûr qu'ils aient fait des progrès en ce sens. C'est une question excessivement complexe. En ce qui concerne le pétrole brut, je crois que nous pouvons vendre à quelque 17 acheteurs à partir de nos installations dans l'Ouest du Canada. C'est beaucoup mieux que les quatre ou cinq que nous avons au Canada.

**Le sénateur Hays:** Il serait beaucoup plus facile de déréglementer s'il y avait de la concurrence en aval. Nous n'avons pour ainsi dire jamais eu de concurrence au détail—certainement pas comme aux États-Unis où l'on trouve une myriade de producteurs indépendants et de raffineurs.

**M. Dean Clay (conseiller auprès du Comité):** J'aurais une ou deux autres questions à vous poser et ce sera tout. Pour éclaircir un point que vous avez fait ressortir: le système de proration est-il fondé sur les réserves prouvées?

**M. Gieck:** Sur les réserves récupérables qui restent.

**M. Dean Clay, conseiller auprès du Comité:** J'aurais une ou deux autres questions à vous poser et ce sera tout. Pour éclaircir un point que vous avez fait ressortir: le système de proration est-il fondé sur les réserves prouvées?

**M. Gieck:** Il repose en réalité sur deux éléments: d'une part les réserves récupérables qui restent et sur ce que vous pourriez appeler, je suppose, une bonne technique d'ingénierie ou une bonne méthode de récupération, selon laquelle l'Office étudiera la demande d'un exploitant et fixera ce que nous appelons un MRL (niveau maximum de récupération) qui limite la production à un niveau grâce auquel on évite d'endommager le réservoir. Il y a donc deux contrôles. Le MRL n'est pas un contrôle imposé par le propriétaire; le système d'attribution est



[Text]

**Mr. Mercier:** There is one other small feature. If your well can be produced according to good engineering practice, you have a minimum. You can produce 50 barrels per day. That is a heck of an assist to an independent, or someone who makes that kind of a discovery.

**Mr. Clay:** Regarding the supplementary sales program, I understood you to say that it was several months old.

**Mr. Gieck:** Yes.

**Mr. Clay:** Also, you said that the volume of supplementary sales was growing at the expense of the monthly nominations under the prorationing system. Can you give us a rough figure on what proportion of oil is now being sold through supplementary sales, as opposed to monthly nominations?

**Mr. Gieck:** I can't.

**Mr. Mercier:** The last publication I have from the conservation board is last year's, and it would not have that information. But we could get it for you.

**Mr. Gieck:** We could get those numbers pretty easily.

**Mr. Clay:** If it is not too much difficulty for you. It would be interesting to see how that volume is shifting toward the supplementary sales. Mr. Gieck, in the case of your company, you noted that you were not able to sell oil through the IPL's regular prorationing system, that you were forced in the supplementary sale to take a lower price, or cut, at \$3 per barrel. Was that \$3 U.S. per barrel?

**Mr. Gieck:** Canadian.

**Mr. Clay:** If the regular sales price is essentially backed up from the Chicago sales price, what is driving the \$3, that you were forced to take as a lower price in the supplementary sale—what is establishing the level of price for those supplementary sales?

**Mr. Gieck:** I do not really know the answer to that. I can guess that because supplementary sales are very short term, really what happens is that a purchaser will put a notice out in a public paper and say "We may be prepared to purchase 100,000 barrels in the month of May". What will then happen is that pipeline capacity becomes available. Bang, right now, you are allowed to produce. So I surmise that at some place someone has made either a quick spot market sale at a distress level, or has agreed that if pipeline capacity does become available, he will, in fact, supply oil at a discount—I am guessing that—and, as a result, the supplementary market normally—at least, in the last three months or so—has a lower price. We are told, by those people who are purchasing under the supplementary market, that this is more of a timing problem than anything else—in other words, a general trend of oil prices down; so, if they nominate later in the month in the primary, that is automatically going to be a lower price; and they tell us that when the price goes back up, the supplementary market will probably be better than the primary.

[Traduction]

fondé strictement sur les réserves pétrolières récupérables qui restent.

**M. Mercier:** Passons à un autre point. Si vous pouvez exploiter votre puits en recourant à de bonnes méthodes, vous obtenez un minimum. Vous pouvez produire 50 barils par jour. Cela représente une aide importante pour un producteur indépendant ou pour celui qui fait ce genre de découverte.

**M. Clay:** En ce qui concerne le programme de ventes supplémentaires, je vous ai bien entendu dire qu'il datait de plusieurs mois.

**M. Gieck:** Oui.

**M. Clay:** En outre, vous avez dit que le volume des ventes supplémentaires augmentait aux dépens des contingents mensuels fixes en vertu du système de proration. Pouvez-vous nous dire approximativement quel pourcentage de pétrole se vend à l'heure actuelle par le biais de ventes supplémentaires, par rapport aux contingents mensuels?

**M. Gieck:** Non j'en suis incapable.

**M. Mercier:** Je n'ai rien reçu de l'Office de la conservation depuis l'an dernier et la dernière publication ne contient pas ces renseignements. Nous pourrions toutefois les obtenir.

**M. Gieck:** Nous pourrions obtenir ces chiffres assez facilement.

**M. Clay:** Si cela ne vous est pas trop difficile. Il serait intéressant de voir comment ce volume se déplace vers les ventes supplémentaires. Monsieur Gieck, dans le cas de votre société, vous avez dit ne pas pouvoir vendre votre pétrole en recourant au système de proration de l'IPL, et devoir recourir aux ventes supplémentaires pour obtenir un prix plus bas de 3 \$ le baril. S'agissait-il de 3 dollars américains le baril?

**M. Gieck:** Trois dollars canadiens.

**M. Clay:** Si le prix de vente ordinaire est essentiellement appuyé sur le prix de vente fixé à Chicago, qu'est-ce qui vous a obligé à accepter un prix aussi bas pour les ventes supplémentaires. Qu'est-ce qui fixe le niveau du prix pour ces ventes supplémentaires?

**M. Gieck:** Je ne connais pas vraiment la réponse. Je suppose qu'étant donné que les ventes supplémentaires se font à très court terme, ce qui se passe vraiment, c'est qu'un acheteur annonce dans le journal qu'il est possible qu'il achète 100 000 barils au mois de mai. Que se passera-t-il si l'exploitation du pipeline reprend? Et bien! La production peut reprendre immédiatement. Je présume donc qu'il y a quelqu'un quelque part qui a vendu rapidement au comptant dans l'affolement ou s'est engagé, si la production reprenait, à fournir du pétrole au rabais. Il s'agit là de suppositions. Ainsi, normalement, le marché supplémentaire—du moins dans les quelque trois derniers mois—offrirait un prix plus bas. Les personnes qui achètent dans ces conditions nous disent que c'est beaucoup plus un problème de choix du moment que n'importe quoi d'autre; autrement dit, une tendance générale des prix à la baisse. Si elles prennent des engagements d'achat plus tard dans le mois sur le marché primaire, le prix sera automatiquement plus bas. Selon ces personnes, lorsque le prix recommencera à monter, le mar-

[Text]

**Mr. Mercier:** May I support that with a little quote? Here is a gentleman from Mobil Oil in the U.S. who is very candid in the *Oil & Gas Journal* of February 17. It is not a long quote. He says:

One of the main forms of trading is the opportunity trade, a move that can lower crude oil acquisition costs.

He continues in quotes:

"We buy West Texas intermediate," said one official with Mobil Oil Corp. "On numerous occasions when we're not running it or trading it for another crude, you actually sell it. Then you turn around and buy Canadian crude cheaper. Even figuring in the yield loss on those deals, you can make as much as \$3/bbl."

If you find that interesting, I could go on to a couple of other quotes. He said:

Mobil said it earned nearly \$13 million last year on opportunity trades.

Then there is the other one concerning location trades—and that is the one that I find almost as interesting. That is where they trade out oils, and so forth, and where they fix "Edmonton versus Chicago":

Such exchanges "involve a crude that is produced in a strange place—

Like Canada!

"If we have to deliver it to one of our refiners, it will cost quite a bit. So we shop around for a source closer to our refinery," the official said.

Last year location trades were worth more than \$30 million to Mobil.

So you can see where the cracks are in the system, and we see them all and try to prove them to the Senate committee. That's tough, because next week you will have Imperial Oil here, and, believe me, they will make us look sick. This was in the *Oil & Gas Journal*, and I found it very interesting. That is what goes on in trading oil, and so forth. We can see a bit of it in CanPet now, but we are just learning.

**Mr. Clay:** From your perspective, supplementary sales almost equate with distress sales in the present market?

**Mr. Mercier:** Yes.

**Mr. Clay:** Non-conventional crudes do not move under the prorationing system. They have access to the market first.

**Mr. Gieck:** Yes.

**Mr. Clay:** What about oil produced through enhanced recovery schemes: does that have any preferential access?

[Traduction]

ché supplémentaire sera probablement plus intéressant que le marché primaire.

**M. Mercier:** Puis-je étayer par une petite citation? Je cite les propos très sincères d'un représentant de *Mobil Oil* aux États-Unis, que j'ai lus dans l'édition du *Oil & Gas Journal* du 17 février. La citation n'est pas très longue. Le représentant s'exprime ainsi:

L'une des principales formes d'échange découle des ventes hors marchés, qui peuvent faire baisser les coûts d'acquisition du pétrole brut.

Il poursuit en ces termes:

«Nous achetons le pétrole *West Texas Intermediate*. A maintes occasions, lorsque nous ne l'écoulons pas ou ne l'échangeons pas pour un autre brut, nous le vendons pour acheter le brut canadien beaucoup moins cher. Même en tenant compte de la perte, nous pouvons réaliser un bénéfice pouvant atteindre 3 dollars le baril.

Si vous trouvez cela intéressant, je puis continuer. Il a ajouté:

Mobil a déclaré qu'elle avait gagné près de 13 millions de dollars l'an dernier au titre des ventes hors marché.

Il y a ensuite les ventes pour lesquelles le prix est fixé dans des villes bien précises, Edmonton et Chicago, et je trouve ce procédé tout aussi intéressant. De tels marchés exigent un pétrole brut produit dans un pays étranger—Comme le Canada!

S'il nous faut livrer à l'un de nos raffineurs, cela nous coûtera très cher. Nous tentons donc de trouver une source d'approvisionnement plus proche de notre raffinerie.

L'an dernier, Mobil a conclu pour plus de 30 millions de dollars de transactions en fonction d'un prix fixé dans des endroits précis.

Vous pouvez donc voir quelles sont les lacunes du système. Nous les voyons tous et nous essayons de les signaler aux membres du Comité Sénatorial. C'est une tâche difficile vu que la semaine prochaine, vous entendrez des représentants d'Imperial Oil qui n'aideront pas notre cause. Cet article a été publié dans le «*Oil & Gas Journal*» et je l'ai trouvé très intéressant. Ce sont là les choses qui se passent dans le commerce du pétrole. Nous pouvons constater un peu la même chose au sein de Petro-Canada maintenant, mais nous n'en sommes encore qu'à nos premiers pas.

**M. Clay:** Selon vous, les ventes supplémentaires sont presque égales aux ventes effectuées à l'heure actuelle dans les moments d'effolement?

**M. Mercier:** Oui.

**M. Clay:** Les pétroles synthétiques ne sont pas assujettis au système de proration. Ils ont accès au marché les premiers.

**M. Gieck:** Exact.

**M. Clay:** Qu'en est-il du pétrole obtenu par récupération assistée: bénéficie-il d'un accès préférentiel?



[Text]

**Mr. Gieck:** To my knowledge it does not have preferential access. It has preferential treatment royalties again.

**Mr. Mercier:** It will have preferential access, but only if they have made a special deal.

**Mr. Clay:** So synthetic crude, then, is the only type of oil that does not have to go under the prorationing system.

**Mr. Gieck:** Cold Lake, heavy oils. There is no question that it has an impact on the prorationing scheme.

**Mr. Mercier:** You are aware, Mr. Clay, that each barrel of that oil displaces three to four barrels of our light crude in the pipeline.

**Mr. Clay:** Yes, because of the pipeline hydraulics being upset. You talked about the juniors having typical shut-in capacity at the present time of about 25 per cent to 40 per cent, as being representative.

**Mr. Gieck:** Yes. Again, we would have to restrict that to the last few months type of thing. In our case, everything will go fine, and then, all of a sudden, for 10 days—or what might happen is that for four days we will be shut in completely with one facility, and that's it; or they might come out and say "Look, we are only going to take half your oil for 10 days"; and, of course, in order for that to happen, you first have to have capable wells—wells that are capable of producing in excess of the primary nominations. Certainly not all of the companies are affected like that, but a lot of them are. It is a very common problem. It is a very common problem, but it is difficult to give it a number.

**Mr. Dean:** Would the juniors tend to have higher shut in capacities at the present time than the majors? In other words, is there preferential movement of their crude out of Alberta at your expense?

**Mr. Mercier:** Cold Lake oil is an example. I do not think there has been that kind of discrimination with regard to conventional oil.

**Mr. Gieck:** With regard to total barrels per day, I am sure that the majors have more shut-in capacity that we have, because one big field such as the Nipisi Field or the Swan Hills Field would have a phenomenal shut-in capability. It is very difficult for us to prove that the smaller companies that are over capacity have been shut in in favour of the majors. One company indicated that it was producing through a facility owned by a major. When the pipeline restrictions came out, his cut, percentage-wise, was more than the major that controlled the facility. In other words, his oil was flowing from his well head through a battery that was controlled by a major and into a pipeline. As the operator of the battery, the major company came to him and said, "Look, the pipeline capacity has been cut. Therefore, your well is shut in for x number of days." When the operator began to look at the cutback for the two groups, he found that his cutback was disproportionately higher than that of the facility he was going through. One hears these types of stories, and I am sure that they can be documented and proved. However, it is very difficult to get all the numbers together to say, "Yes, this is what is happening."

[Traduction]

**M. Gieck:** A ma connaissance, non. Il fait l'objet d'un traitement préférentiel pour ce qui est des redevances.

**M. Mercier:** Il bénéficiera d'un accès préférentiel si un marché spécial a été conclu.

**M. Clay:** Le pétrole synthétique est donc le seul type de pétrole à ne pas être assujéti au système de proration.

**M. Gieck:** Cold Lake, les pétroles lourds. Il n'y a pas de doute qu'ils ont des répercussions sur le système de proration.

**M. Mercier:** Vous savez, Monsieur Clay, que chaque baril de pétrole lourd prend la place de trois à quatre barils de pétrole léger dans le pipeline.

**M. Clay:** Oui, en raison de la mécanique du pipeline qui est perturbée. Vous avez qualifié de représentatifs les petits producteurs ayant à l'heure actuelle une capacité type de fermeture d'environ 25 à 40 p. 100.

**M. Gieck:** Oui. Une fois de plus, il nous faudrait toutefois limiter cela aux quelques derniers mois. Dans notre cas, les choses vont bien et tout à coup, pendant dix jours—il peut arriver que pendant quatre jours nous ne puissions récupérer de pétrole. Il peut arriver également qu'on ne nous achète que la moitié de notre production pendant dix jours. Il va sans dire que dans de tels cas, il faut tout d'abord posséder des puits pouvant produire plus que ce que fixe le marché. Il n'y a pas de doute que ce ne sont pas toutes les sociétés qui sont touchées de la sorte, mais il en est ainsi pour beaucoup d'entre elles. C'est un problème courant. C'est un problème courant, mais il est difficile de citer des chiffres.

**M. Dean:** Les petits producteurs seraient-ils plus en mesure que les gros producteurs de fermer leurs installations à l'heure actuelle? Autrement dit, profiteraient-ils d'un accès préférentiel à l'extérieur de l'Alberta?

**M. Mercier:** Le pétrole de Cold Lake est un exemple. Je ne crois pas qu'une telle discrimination existe en ce qui concerne le pétrole brut.

**M. Gieck:** En ce qui concerne le nombre total de barils par jour, je suis sûr que les gros producteurs sont plus en mesure de cesser de produire que nous étant donné que les gisements importants comme ceux de Nipisi ou Swan Hills auraient une capacité de fermeture phénoménale. Il est très difficile pour nous de prouver que les petites sociétés ayant une surcapacité de production ont été fermées pour céder la place aux grosses sociétés. Une entreprise a signalé qu'elle produisait du pétrole en utilisant des installations appartenant à une grosse société. Lorsque les restrictions concernant le pipeline ont été imposées, ses pertes ont été plus importantes que celles de la société à qui appartenaient les installations. Autrement dit, le pétrole extrait à la tête de son puits se rendait à une station d'arrivée appartenant à une société importante puis était acheminé dans un pipeline. En tant qu'exploitant de la station d'arrivée, la grosse société est venu le voir et lui a dit: «Écoute, la capacité de production du pipeline a été limitée. Votre puits sera donc fermé pour un certain nombre de jours.» Après avoir jeté un coup d'œil sur les réductions imposées aux deux groupes, l'exploitant s'est rendu compte que les siennes étaient beaucoup plus importantes. On entend des histoires de ce genre et

[Text]

**Mr. Dean:** You indicated that the juniors are developing most of the conventional crude reserves in western Canada. Do you have any rough approximation of how much these conventional crude reserves are being established by the junior as opposed to those being established by the majors and the intermediates?

**Mr. Mercier:** I do not have the figures. Certainly a comparison could be made, but it is also an area where we could fudge the numbers. I am not sure how useful those figures would be.

IPAC and CPA probably have their numbers and a comparison could be made between the total findings to determine what the juniors have done. The one thing I do know is that our reserves increase and that theirs do not.

Last year universal's reserves increased by 52 per cent in natural gas and something like 20 per cent in crude oil. I do not know whether they are representative. To isolate the juniors from the rest of IPAC would be very difficult. However, if you need those numbers, we can try to put them together, though I am not sure how valuable they would be.

**Mr. Gieck:** The majors usually increase by acquisition development of mostly unconventional sources, so it is very easy for them to add reserves to the books. For example, with a tar sands project, you could come up with a phenomenal number of reserves. Again, I am restricting us to conventional oil and gas.

**The Chairman:** If there are no more questions, I thank you, gentlemen, for your interesting and informative presentation this morning. I can only conclude where I began, by asking you where you have been for the last few years. However, it is better late than never and we welcome and are available to you at any time. From your evidence this morning I cannot help but think, considering the overwhelming influence and control of the multinationals on the industry, that you have certainly lent substance to that expression often used in Calgary, "You have to go along to get along." For that reason I appreciate very much your viewpoint.

The committee adjourned.

[Traduction]

je suis sûr qu'on peut les documenter. Il est toutefois très difficile de rassembler tous les chiffres pour le prouver.

**M. Dean:** Vous avez dit que les petites sociétés exploitent la plupart des réserves de pétrole brut dans l'Ouest du Canada. Pouvez-vous nous donner une idée de la façon dont ces réserves de pétrole brut sont prouvées par les petites sociétés par opposition à celles qui le sont par les grandes sociétés et par les sociétés intermédiaires?

**M. Mercier:** Je ne possède pas ces chiffres. Nous pourrions certes établir une comparaison, mais il s'agit là d'un autre domaine où nous pourrions fausser les chiffres. Je ne suis pas sûr qu'il faille à tout prix en posséder.

L'APIC et l'ACP ont probablement des chiffres et pourraient comparer les totaux afin de savoir ce qu'ont fait les petites sociétés. Ce que je sais, c'est que nos réserves augmentent, alors qu'il n'en va pas de même pour les leurs.

L'année dernière, les réserves mondiales ont augmenté de 52p. 100 pour ce qui est du gaz naturel et d'environ 20p. 100 pour ce qui est du pétrole brut. Je ne sais pas si ces pourcentages sont représentatifs. Il serait très difficile d'isoler les petits producteurs du reste des membres de l'APIC. Toutefois, si vous avez besoin de ces chiffres, nous pouvons tenter de les rassembler, même si je ne suis pas convaincu qu'ils vous seront utiles.

**M. Gieck:** Les gros producteurs augmentent habituellement leurs réserves en acquérant presque exclusivement des gisements de pétrole brut. Il est donc très facile pour eux d'ajouter des réserves dans leurs livres. Par exemple, pour un projet d'exploitation des sables bitumineux, vous pourriez obtenir un nombre étonnant de réserves. Une fois de plus, je nous limite au pétrole brut et au gaz naturel.

**Le président:** S'il n'y a pas d'autres questions, permettez-moi de vous remercier, messieurs, des renseignements intéressants que vous nous avez fournis ce matin. Je ne puis conclure que là où j'ai commencé, c'est-à-dire en vous demandant où vous étiez ces dernières années. Toutefois, mieux vaut tard que jamais et sachez que nous sommes toujours à votre disposition. D'après ce que vous nous avez dit ce matin, je ne puis m'empêcher de penser, étant donné la grande influence et le contrôle qu'exercent les multinationales sur l'industrie, que vous avez sans doute ajouté de la substance à l'expression qu'on utilise souvent à Calgary: «Il faut collaborer pour s'entendre». Pour cette raison, je comprends très bien votre point de vue.

Le Comité suspend ses travaux.





## APPENDIX "ENR-24-A"

April 17, 1986

A SUBMISSION TO THE  
STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND  
NATURAL RESOURCES

Universal Explorations (83) Ltd. has eagerly accepted the invitation to appear before the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources because pronouncements from politicians, including the interim report from this Committee, clearly indicate that the junior segment of the oil industry is unknown or ignored. Of some six hundred oil companies listed in Calgary's telephone directory approximately twenty-six are represented by CPA and two hundred by IPAC. Several hundred are not represented by any organization. Yet they comprise the true risk-takers who find their oil by drilling for it, who account for more than sixty percent of the wells drilled in Western Canada, and who traditionally put back into the ground three hundred percent or more of their cash flow. In pursuit of their technical ideas they constitute the single most attractive avenue for Canadians to participate in their own resources. They also make a substantial contribution to the balance and security of the nation's oil and natural gas supply by their exploration of small and medium pools passed over by the majors.

The smaller producer is critically affected by low world oil price, by upheaval in the marketing of crude oil and the uncertainty of natural gas markets. Yet in the face of this need, CPA and inexplicably, IPAC, are requesting measures which will provide little benefit for the small producer, drilling contractor and service company but serve only to improve the balance sheet of the larger companies and maintain their level of dividend payments.

Since 1981, CPA and its individual members have maintained a concerted and polished campaign for change but their attempts have not been restricted to removal of PGRT or inefficiencies and discrimination in the grant system. Their attack of the NEP has been expanded to include concessions in marketing, participation in government decisions and increases in their share of revenue. Gulf Canada's full page advertisements, run as a series in national newspapers, enumerated and defined all the issues. From positions in every influential Chamber of Commerce, Conference Board or Gas Association, major company spokesmen repeated and reinforced the Gulf Canada demand.

## APPENDICE «ENR-24-A»

Le 17 avril 1986

MÉMOIRE AU  
COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET DES  
RESSOURCES NATURELLES

Si Universal Explorations (83) Ltd. s'est empressée d'accepter l'invitation du Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, c'est qu'elle jugeait que certaines déclarations d'autorités politiques, de même que le rapport intérimaire de votre Comité, manifestaient clairement une méconnaissance ou indifférence à l'endroit du secteur des petites pétrolières. Sur 600 sociétés pétrolières figurant dans le bottin téléphonique de Calgary, 36 ou à peu près sont représentées par la CPA et 200 par l'IPAC. Plusieurs centaines d'entre elles ne font partie d'aucune organisation. Pourtant, ce sont elles qui prennent les véritables risques lorsqu'elles entreprennent des travaux de forage pour trouver du pétrole. Ensemble, elles ont réalisé plus de 60 p. 100 des travaux de forage dans l'Ouest canadien, et souvent, elles y ont enfoui jusqu'à 300 p. 100 et plus de leur marge brute d'autofinancement. Toujours soucieuses de mettre au point de nouveaux procédés techniques, elles forment le plus intéressant appui sur lequel les Canadiens peuvent compter pour assurer le développement de leurs ressources nationales. Elles apportent également une importante contribution à l'équilibre et à la sécurité des approvisionnements pétroliers et gaziers au Canada, car elles n'hésitent pas à explorer les petits et moyens gisements délaissés par les grandes sociétés pétrolières.

Les petits producteurs sont gravement touchés par le fléchissement des cours pétroliers, par les soubresauts du marché du brut et par l'instabilité des ventes de gaz naturel. Pourtant conscientes des besoins du secteur, la CPA, et assez étrangement l'IPAC, continuent de réclamer des mesures qui ne favoriseront pas tellement les petits producteurs et les entreprises de forage et de service, mais qui ne serviront qu'à améliorer le bilan des grandes pétrolières qui souhaitent continuer de verser des dividendes intéressants à leurs actionnaires.

Depuis 1981, la CPA et ses membres se sont concertés et acharnés à réclamer un changement des règles du jeu, mais ils ne s'en sont pas tenus à réclamer l'abolition de la TRPG ou la disparition des inefficacités et des pratiques discriminatoires dans l'octroi des subventions. Dans leur critique du PÉN, ils réclament des concessions dans le secteur de la commercialisation, une plus grande participation des entreprises aux décisions gouvernementales et une plus large part des recettes pétrolières. A pleines pages de publicité, Gulf Canada a énoncé et expliqué toutes ces questions aux lecteurs des journaux nationaux. Faisant valoir leurs points de vue devant les groupes influents tels la Chambre de commerce, le Conference Board, ou les associations pétrolières, les porte-parole des grandes

Our Energy Minister accepted as totally valid and representative of the whole industry's wish, all of the representations made by CPA. Gulf Canada's advertisement became the Western Accord. Mrs. Carney transferred from government to a few powerful refiner—producers, effective control over all markets for Canadian crude.

As a result of her action, Universal Explorations now receives \$3.00 to \$4.00 per barrel less than world price for its crude, if it can sell it at all, and its light Alberta crude is displaced from transportation and refining facilities by non conventional crude.

Universal is not unique. Its problems are shared by hundreds of other small producers. Articulation of the problem from the viewpoint of other producers is contained in 12 letters attached to this submission. If it serves a purpose, a much larger number can be collected and provided. In our view, these attached are representative and merit your attention. You'll find in each of them a common message—small explorers and producers are being ravaged by world oil prices and the deregulated market for crude oil. They cannot afford to wait for successive OPEC meetings. Their opportunity to raise money is gone, and the drastic reduction in revenue makes them unable to pay their bills. Consequently, there is a chain reaction of failures in the ranks of independents, drilling contractors and service companies. Many of those who don't fail completely will fall prey to the acquirers who are waiting only for the distress prices which accompany near failure, to scoop up the assets.

Our Energy Minister extolls low crude oil prices and "free markets" as an opportunity and benefit for eastern consumers. She fails to appreciate how little of the benefit makes it through the refining and marketing network. If eastern consumers and the Federal Government capitalize on the meagre, short-term benefits to the detriment of the independent sector of this industry, they will soon enough repeat the crisis of the early 1970's. Once again, OPEC and five or six integrated companies will stomp the world with messages of dwindling reserves, and once again, Ontario industries will pay premium prices. The highly trained technical and management personnel of the conventional industry will have been lost and the choice will be between expensive Arab oil or expensive non conventional crude from two or three producers.

On its own behalf, Universal Explorations would like to discuss with the Committee, the following concerns:

(1) Current crude oil prices can no longer sustain the independent sector. Small producers are going broke and dedicated, highly trained Canadians are losing work.

pétrolières ont réitéré et appuyé les revendications de Gulf Canada.

Notre ministre de l'Énergie a endossé entièrement toutes les représentations formulées par la CPA, estimant qu'elles reflétaient les vœux de l'ensemble de l'industrie. La publicité de Gulf Canada a dicté le ton de l'Accord de l'Ouest. M<sup>me</sup> Carney a abandonné tous les contrôles exercés par le gouvernement sur les marchés de brut au Canada pour les confier à quelques raffineurs et producteurs influents.

Depuis l'intervention de la Ministre, Universal Explorations vend son brut, lorsqu'elle réussit à le vendre, de 3 à 4 dollars le baril en bas du prix mondial, et désormais, ce n'est plus le brut léger albertain qui est transporté et raffiné, mais du brut non classique.

Le cas d'Universal n'est pas unique. Nous avons les mêmes problèmes que des centaines d'autres petits producteurs. Le point de vue des autres producteurs vous est soumis dans les douze lettres qui accompagnent notre mémoire. Au besoin, nous pourrions réunir bien d'autres témoignages et vous en faire part. À notre avis, ceux-ci représentent bien la situation et méritent que vous vous y attardiez. Chacune de ces missives contient un message commun: les petits explorateurs et les petits producteurs sont lourdement frappés par le prix international du pétrole et la déréglementation du marché du brut. Ils ne peuvent se permettre d'attendre que les pays de l'OPEP décident de normaliser la situation. Ils ont perdu tout espoir de reprendre le dessus financièrement et la réduction dramatique de leurs rentrées ne leur permet plus de régler leurs comptes. En conséquence, on assiste à des faillites en chaîne chez les indépendants et chez les entreprises de forage et de service. Parmi ceux qui ne seront pas carrément mis en banqueroute, certains devront céder leurs avoirs à des acheteurs qui n'attendent que le moment où le prix sera dérisoire, ce qui arrive souvent lorsqu'une entreprise est acculée à la faillite, pour s'accaparer leurs actifs.

Notre ministre de l'Énergie vante les mérites du fléchissement du prix du brut et de la «libéralisation» des marchés qui, dit-elle, sont une chance et un avantage pour les consommateurs de l'Est. Elle se garde bien de considérer le peu d'avantages qui ressortent du réseau du raffinage et de la commercialisation. Si les consommateurs de l'Est et le gouvernement fédéral ne tablent que sur de maigres avantages à court terme au détriment de la santé du secteur indépendant de cette industrie, ils nous plongeront bientôt dans une crise analogue à celle du début des années 70. Une fois de plus, les pays de l'OPEP et cinq ou six pétrolières intégrées brandiront le spectre de l'épuisement des réserves, et à nouveau, les industries de l'Ontario bénéficieront de primes. Tout le personnel de pointe et tous les cadres de l'industrie pétrolière classique auront perdu leur emploi et il nous restera alors qu'à choisir entre payer un prix exorbitant pour le pétrole arabe ou acheter à fort prix le brut non classique vendu par deux ou trois producteurs.

Au nom de leur entreprise, les représentants d'Universal Explorations aimeraient discuter des points suivants avec les membres du Comité:

1) Au prix où se vend le brut actuellement, les pétrolières indépendantes ne peuvent plus être rentables. Les petits producteurs s'en vont à la faillite et les travailleurs du pétrole

(2) There is no such phenomenon as "free market" for crude oil and ill considered deregulation has already deprived the industry of a pro-rationing system that worked so well since its inception under Premier Manning.

(3) There is a disturbing concentration of power in this country, a loss of competition and unbridled abuses by the few corporations who enjoy the monopolies in transporting, distributing, refining and marketing petroleum products.

(4) Deregulation of crude oil markets and proposed deregulation of natural gas markets have allowed a few powerful purchasers to play one producer against another. As a result Alberta is selling its crude oil and the cream of its natural gas supplies at prices below their current market value.

(5) Emphasis on Canadianization, if any, is being transferred to the frontier areas where fully taxable majors will have a significant advantage over non taxable independents.

(6) Even the Standing Committee seems to have given up on conventional oil supplies and recommends price supports and other incentives only for non conventional crude.

In support of its submission and to reinforce its contention that independents play an important role in job creation and urgently need assistance immediately, we attach Appendix I to this submission. It constitutes a comparison between the reinvestment strategy of an independent and a major, and the effect of current prices on an independent.

Respectfully submitted,

UNIVERSAL EXPLORATIONS (83) LTD.

J. A. Mercier,  
President

STRAND  
STAND OIL & GAS LTD.

April 17, 1986

*Standing Senate Committee on Energy  
and Natural Resources*

Gentlemen:

We respectfully submit the following observations and recommendations regarding two very serious problems facing

perdent leur emploi malgré leur dévouement et leur haute compétence.

2) Il n'existe pas de "marché libre" du pétrole brut et depuis la déréglementation, inopportune à notre avis, l'industrie ne bénéficie plus de la formule de proration qui avait pourtant fait ses preuves depuis son entrée en vigueur sous le premier ministre Manning.

3) Nous assistons au Canada à une concentration désastreuse des forces en puissance, à une diminution de la concurrence et à des manœuvres abusives et non contrôlées d'un nombre restreint de sociétés qui détiennent le monopole du transport, de la distribution, du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers.

4) La déréglementation du marché du brut et la déréglementation prochaine du marché du gaz naturel ont permis à un groupe restreint d'acheteurs puissants de se faire concurrence l'un et l'autre. En conséquence, l'Alberta vend son brut et ses meilleures ressources de gaz naturel à des prix inférieurs au cours en vigueur actuellement.

5) L'emphase mise sur la canadienisation du secteur, si emphase il y a eu, ne vise maintenant plus que les régions éloignées où les grandes pétrolières qui ont d'imposants revenus imposables bénéficieront d'un avantage important par rapport aux producteurs indépendants qui n'ont pratiquement pas de revenus imposables.

6) Même le Comité permanent semble avoir abandonné l'idée d'exploiter nos ressources classiques et recommande des prix de soutien et d'autres stimulants ne favorisant que l'exploitation du pétrole non classique.

Pour étayer notre mémoire et pour bien montrer à quel point les producteurs indépendants sont créateurs d'emplois et combien ils ont un urgent besoin d'aide, nous joignons en Annexe I à notre mémoire un tableau comparatif illustrant les différences de stratégies de réinvestissement entre les producteurs indépendants et les grandes pétrolières, et l'effet des prix actuellement en vigueur sur la santé des entreprises indépendantes.

Respectueusement soumis,

J. A. Mercier,  
président

UNIVERSAL EXPLORATIONS (83) LTD.

STRAND  
STRAND OIL & GAS LTD.

Le 17 avril 1986

*Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles*

Messieurs,

Nous vous soumettons respectueusement les observations et recommandations suivantes au sujet de deux problèmes très graves que connaît aujourd'hui notre industrie, à savoir:



## APPENDIX I TO SUBMISSION TO:

Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources

## REINVESTMENT OF CASH FLOW COMPARISON

	1985		1984		1983		1982		1981	
	UNEX	TEXACO	UNEX	TEXACO	UNEX	TEXACO	UNEX	TEXACO	UNEX	TEXACO
	(\$000's)		(\$000's)		(\$000's)		(\$000's)		(\$000's)	
Cash flow from operations	8,631	516,000	8,821	549,000	5,225	449,000	3,513	384,000	3,325	404,000
Capital and exploration expenditures	17,046	267,000	10,285	245,000	8,872	187,000	8,605	197,000	6,251	209,000
Percent of cash flow back into ground	197%	52%	117%	45%	170%	42%	245%	51%	188%	52%
Gross wells drilled	141	322	103	246	61	92	59	58	103	114
Net wells drilled	75.56	112.8	27.75	72.6	17.13	52.2	10.95	38.1	32.40	43.2
Dividends paid to common shareholders (as a percentage)	—	28.1%	—	26.4%	—	28.3%	—	31.5%	—	24.5%

## EFFECTIVE CURRENT PRICES ON UNIVERSAL EXPLORATIONS (83) LTD.

	ALBERTA		SASKATCHEWAN	
Price per barrel (Canadian Funds)	\$15.00	\$28.00	\$15.00	\$28.00
Finding costs (Note 1)	(4.58)	(4.58)	(9.31)	(9.31)
Royalties (Note 2)	(2.75)	(5.13)	(1.34)	(2.50)
Operating costs	(5.46)	(5.46)	(3.94)	(3.94)
PGRT	(.95)	(2.25)	(1.10)	(2.41)
Net loss	1.26	10.58	(.69)	9.84
Alberta Royalty Tax Credit	2.61	4.87	—	—
	<u>\$ 3.87</u>	<u>\$15.45</u>	<u>\$ (.69)</u>	<u>\$ 9.84</u>

## NOTES:

1. Industry finding costs were approximately \$8.50 per barrel during 1985 as according to published surveys.
2. Royalties are based on average royalty rates in effect during the quarter ended January 31, 1986. Saskatchewan rates include several wells enjoying royalty free status and when royalty free status expires on these wells the effective royalty rate will increase.
3. General and administrative and carrying costs are not reflected above.

## ANNEXE I DU RAPPORT PRÉSENTÉ AU

Comité sénatorial permanent de  
l'énergie et des ressources naturelles

## COMPARAISON DES MONTANTS RÉINVESTIS

	1985		1984		1983		1982		1981	
	UNEX	TEXACO	UNEX	TEXACO	UNEX	TEXACO	UNEX	TEXACO	UNEX	TEXACO
	(\$000)		(\$000)		(\$000)		(\$000)		(\$000)	
Revenu d'exploitation	8,631	516,000	8,821	549,000	5,225	449,000	3,513	384,000	3,325	404,000
Dépenses de capital et de prospection	17,046	267,000	10,285	245,000	8,872	187,000	8,605	197,000	6,251	209,000
Pourcentage du revenu réinvesti dans le sol	197%	52%	117%	45%	170%	42%	245%	51%	188%	52%
Puits forés (bruts)	141	322	103	246	61	92	59	58	103	114
Puits forés (nets)	75.56	112.8	27.75	72.6	17.13	52.2	10.95	38.1	32.40	43.2
Dividendes versés aux actionnaires ordinaires (exprimés en pourcentage)	—	28.1%	—	26.4%	—	28.3%	—	31.5%	—	24.5%

## UNIVERSAL EXPLORATIONS (83) LTD.—PRIX EN VIGUEUR

	ALBERTA		SASKATCHEWAN	
Prix du baril (dollar canadien)	\$15.00	\$28.00	\$15.00	\$28.00
Frais de prospection (Note 1)	(4.58)	(4.58)	(9.31)	(9.31)
Redevances (Note 2)	(2.75)	(5.13)	(1.34)	(2.50)
Frais d'exploitation	(5.46)	(5.46)	(3.94)	(3.94)
TRPG	(.95)	(2.25)	(1.10)	(2.41)
Perte nette	1.26	10.58	(.69)	9.84
Crédit d'impôt albertain sur les redevances	2.61	4.87	—	—
	<u>\$ 3.87</u>	<u>\$15.45</u>	<u>\$ (.69)</u>	<u>\$ 9.84</u>

## NOTES:

1. Selon des enquêtes publiées, les frais de prospection de l'industrie ont été d'environ \$8.50 le baril en 1985.
2. Les redevances sont calculées sur les taux moyens des redevances en vigueur durant le trimestre qui a pris fin le 31 janvier 1986. Les taux de la Saskatchewan comprennent plusieurs puits exempts de redevances et lorsque prendra fin cette exemption, le montant des redevances augmentera.
3. Il n'est pas tenu compte ici des frais généraux, administratifs et financiers.

our industry today; collapse of world oil price and severe marketing restrictions.

Strand is a junior Canadian oil & gas company producing approximately 900 Bopd & 3.5 MMCFD gas. We have spent approximately \$7MM per year on exploration over the past four years and employ 21 people.

Collapse of world oil price has caused severe financial strain on all oil & gas companies, however the strain on smaller companies is extremely serious due to their inability to survive short periods of time at depressed price levels. At lower prices the overhead component of smaller companies become significant and must be reduced by layoffs or mergers/amalgamations also causing layoffs. If the company is leveraged the problem is exaggerated. From an economic standpoint, this may be desirable if there is a belief that the price of oil will remain low. Our contention is that the current price is overdepressed to the point that North American exploration is for the most part uneconomic. If allowed to continue, lack of reserve additions will accelerate North America's dependence on foreign production and certainly remove all hope of maintaining self-sufficiency. We are all well aware of the consequences of this scenario. Our solution is the support of Canadian oil price to a level of \$20/bbl U.S. through this most difficult time frame and thereby insure a healthy industry capable of maintaining & increasing the reserve base. We believe this can be achieved by supporting a given volume of oil (500 BOPD) for each un-associated company. This would not cause a significant impact on total production sales prices and thus minimize price increases to the Canadian consumer. This type of program favors small companies however this is the group that cannot survive the present situation. Medium and larger companies can survive, by reducing spending and waiting for higher prices. In fact, removal of PGRT and lowering of royalties will simply help the large companies to pursue swallowing up the smaller companies at an accelerated rate. In very little time (less than six months) our industry will be de-Canadianized with less than 10 multinational companies owning a major portion of Canada's oil & gas reserves.

The second problem of marketing restrictions has manifest itself very recently since deregulation. It defies comprehension when one considers selling oil and prices well below world average levels (spot price or less) while at the same time having to restrict production to levels well below those achieved in previous months. The problem arises in the control of the Canadian refining and marketing system. With present conditions it is beneficial for refiners/marketers to supply their own crude either through the much-weakened Alberta proration system or through supplementary markets. If price to the consumer is controlled at higher levels than the competition (Canadian pump price higher than U.S. pump price) there is an obvious method to reap substantial benefits by selling one's own crude to this market and directing cheaper non-owned crude pur-

l'effondrement des prix mondiaux du pétrole et les sévères restrictions imposées à la commercialisation.

Strand est une compagnie canadienne pétrolière et gazière relativement petite qui produit environ 900 barils de pétrole et 3,5 millions de pieds cubes de gaz par jour. Nous avons dépensé pour la prospection 7 millions de dollars par an au cours des quatre dernières années et nous employons 21 personnes.

L'effondrement des prix mondiaux du pétrole nous a causé ainsi qu'aux autres sociétés de pétrole et de gaz, un grave préjudice, mais les petites sociétés sont beaucoup plus gravement atteintes du fait qu'elles ne peuvent survivre longtemps à la chute des prix. Lorsque les prix tombent, les frais généraux des petites sociétés prennent de l'importance et doivent être réduits par des congédiements ou encore, par des fusions ou des absorptions qui, elles aussi, entraînent des mises à pied. Si le levier opérationnel diminue, la situation s'en trouve aggravée. D'un point de vue économique, ce peut être avantageux si l'on croit que le prix du pétrole n'augmentera pas. À notre avis, le prix actuel est à ce point déprimé que la prospection nord-américaine n'est pratiquement plus rentable. Si cela continue, la réduction des réserves aura tôt fait de rendre l'industrie nord-américaine tributaire de la production étrangère et mettra fin sans doute à tout espoir de maintenir notre auto-suffisance. Nous connaissons bien les conséquences de cette conjoncture. Nous proposons, comme solution, que le gouvernement soutienne le prix du baril de pétrole à 20 \$ U.S. tant que durera cette période difficile. Cette mesure permettra de maintenir sur pied une industrie vigoureuse, capable de conserver et d'augmenter les stocks en réserve. La chose est possible, croyons-nous, si l'on garantit un volume donné de pétrole (500 BPPJ) pour chaque société non-associée. Cela n'aurait pas de répercussions importantes sur le prix de vente de la production totale, ni n'influera sensiblement sur le prix à la consommation. Un programme de ce genre avantage les petites sociétés qui sont toutefois celles qui ne peuvent pas survivre dans les conditions actuelles. Mais les sociétés moyennes et importantes le peuvent, en réduisant leurs dépenses et en attendant la montée des prix. Au fait, la suppression de la TRPG et la réduction des redevances ne feront qu'aider encore les sociétés importantes à absorber les sociétés plus petites à un rythme accéléré. Dans un délai très court (moins que six mois) notre industrie se retrouvera décanadiennisée et moins de 10 multinationales posséderont la plus grande partie des réserves de pétrole et de gaz du Canada.

Le second problème créé par les restrictions apportées à la mise en marché s'est manifesté tout récemment, depuis la déréglementation. Comment arriver à comprendre que l'on puisse vendre le pétrole à des prix bien inférieurs à la moyenne du prix mondial (prix au comptant ou moins) et que, en même temps, on réduise la production à des niveaux situés bien en-deçà de ceux des mois précédents. Le problème a son origine dans le contrôle du raffinage et de la mise en marché du pétrole canadien. Dans les conditions actuelles, il est avantageux pour ceux qui s'occupent du raffinage et de la mise en marché d'offrir leur propre brut, soit par l'intermédiaire du régime de répartition proportionnelle très affaibli de l'Alberta ou des marchés supplémentaires. Si le prix à la consommation est maintenu à des niveaux plus élevés que ceux de la concur-



chased in the supplementary market to other purchasers. There is no question that a very small portion of the reduced purchase price of refining feedstock is being passed on to the consumer and oil profit centers have simply shifted from the wellhead to the refining/marketing operation—all at the expense of the non-refining (non-multinational) oil producers.

We have three suggestions to alleviate this marketing problem. First eliminate the supplementary market to force purchasers to nominate through the provincial proration scheme which puts all production on a common basis regardless of who owns the refining/marketing capacity. Second, ensure that the Alberta prorationing system stays intact as its elimination would effectively permit refiners/marketers to supply their own crude into a controlled price system leaving little or no market for non-refining oil & gas companies. Third, reinstate the APMC so marketing & pricing has some form of regulation upstream of a market price which is controlled by a small select group of companies.

STRAND OIL & GAS LTD.  
Dennis R. Gieck  
President

rence (le prix à la pompe est, au Canada, plus élevé qu'aux États-Unis) il est évidemment possible de récolter des profits appréciables en écoulant son propre pétrole brut sur ce marché et en orientant vers d'autres acheteurs le pétrole brut moins cher provenant du marché supplémentaire. Il est indiscutable qu'une très petite partie de la réduction du prix d'achat des stocks d'alimentation pour le raffinage est transmise aux consommateurs et les profits du pétrole se sont simplement déplacés de la tête du puit aux opérations de raffinage et de mise en marché—le tout au dépens des producteurs de pétrole (autres que les multinationales) qui ne font pas de raffinage.

Nous offrons trois suggestions pour résoudre ce problème de mise en marché. D'abord, supprimer le marché supplémentaire pour contraindre les acheteurs à utiliser le système de répartition proportionnelle provinciale, qui place toute production sur une base commune, sans tenir compte du propriétaire des installations de raffinage ou de mise en marché. Deuxièmement, veiller à ce que le système de répartition proportionnelle de l'Alberta demeure intact car, s'il venait à disparaître, ceux qui s'occupent du raffinage et de la mise en marché pourraient avec efficacité écouler leur propre brut par l'entremise d'un régime de prix contrôlés, laissant de ce fait les sociétés qui ne font pas de raffinage de pétrole et de gaz pratiquement dépourvues de marchés. Troisièmement, rétablir l'APMC de manière à assurer une certaine réglementation de la mise en marché et des prix, en amont du prix du marché qui est contrôlé par un petit groupe sélect de sociétés.

STRAND OIL & GAS LTD.  
Dennis R. Gieck  
Président









*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

---

WITNESSES—TÉMOINS

*From Universal Explorations (83) Ltd.:*

Mr. J. A. Mercier, President.

*From Strand Oil & Gas Ltd.:*

Mr. Dennis R. Gieck, President.

*De «Universal Explorations (83) Ltd.»:*

M. J. A. Mercier, président.

*De «Strand Oil & Gas Ltd.»:*

M. Dennis R. Gieck, président.



First Session  
Thirty-third Parliament, 1984-85-86

## SENATE OF CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

---

Monday, April 28, 1986

**Issue No. 25**  
**Twenty-third Proceedings on:**  
**The National Energy Program**

---

**WITNESSES:**  
(See back cover)

Première session de la  
trente-troisième législature, 1984-1985-1986

## SÉNAT DU CANADA

---

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

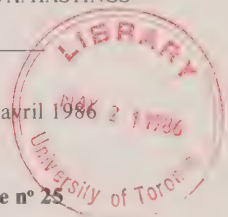
---

Le lundi 28 avril 1986 2 17:36

**Fascicule n° 25**  
**Vingt-troisième fascicule concernant:**  
**Le Programme énergétique national**

---

**TÉMOINS:**  
(Voir à l'endos)



THE STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*  
The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (or Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (or Doody)

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

LE COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings,  
*Vice-président:* L'honorable R. James Balfour

Les honorables sénateurs:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (ou Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (ou Doody)

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)



**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Tuesday, December 18, 1984:

"The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the papers and evidence received and taken on the subject and the work accomplished during the Second Session of the Thirty-Second Parliament be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to meet during an adjournment of the Senate;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mardi 18 décembre 1984:

«L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet et les travaux accomplis au cours de la deuxième session du trente-deuxième Parlement soient déferés au comité;

Que le Comité soit habilité à siéger au cours d'un ajournement du Sénat;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, APRIL 22, 1986  
(48)

## [Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day, at 12:15 p.m., this day, *in camera*, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Hastings and Lucier. (4)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

Messrs. Dean Clay and Lawrence Harris made a statement and answered questions.

At 12:45 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

MONDAY, APRIL 28, 1986  
(49)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 10:00 a.m. this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Hastings, Hays and Kenny. (3)

*Other Senator present:* The Honourable Senator Macquarrie.

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

## Witnesses:

## From Esso Petroleum Canada:

Mr. G. H. Thomson, President;

Mr. Roger Purdie, Vice-President, Marketing;

Mr. Don Penrose, Vice-President, Planning and Administration.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

The witnesses made a statement and answered questions.

The following were filed as exhibits with the Clerk of the Committee:

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 22 AVRIL 1986  
(48)

## [Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 12 h 15, à huis clos, sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings, (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Hastings et Lucier. (4)

*Également présents: Du bureau de recherche du Comité:* M. Dean Clay (Science et technologie); M. Lawrence Harris (Économique). *Du bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est ordonné:—Que le Comité se réunisse à huis clos.

MM. Dean Clay et Lawrence Harris font une déclaration et répondent aux questions.

A 12 h 45, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE LUNDI 28 AVRIL 1986  
(49)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 10 heures sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings, (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Hastings, Hays et Kenny. (3)

*Autre sénateur présent:* L'honorable sénateur Macquarrie.

*Aussi présents: Du bureau de recherche du Comité:* M. Dean Clay (Science et technologie); M. Lawrence Harris (Économique). *Du bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Également présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

## Témoins:

## D'Esso Ressources Canada Limitée:

M. G. H. Thomson, président;

M. Roger Purdie, vice-président, marketing;

M. Don Penrose, vice-président, planification et administration.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'examen de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Les témoins font une déclaration et répondent aux questions.

Les pièces suivantes ont été déposées auprès du greffier du Comité:

Imperial Oil Limited, *Reponse to the Statement of Evidence and Material Prepared by the Director of Investigation—Combines Investigation Act on the State of Competition in the Canadian Petroleum Industry, Third Submission, A Response to Volumes V and VI, Refining/Supply and Marketing 1958-1982 (Volume A), 1983 (English Only) (Exhibit "ENR-M")*;

Briefing Book prepared by Esso Petroleum Canada for the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources, April 1986 (English Only) (*Exhibit "ENR-N"*).

At 12:07 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

#### AFTERNOON MEETING

(50)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources resumed its meeting at 2:30 p.m. this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Hastings, Hays, Kenny and Lefebvre. (4)

*Other Senator present:* The Honourable Senator Marshall.

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

*Witnesses:*

*From Texaco Canada Inc.*

Mr. Stuart J. Walker, Senior Vice-President;

Mr. Colin C. Wild, General Manager, Supply and Distribution;

Mr. Douglas W. Maddock, Federal Government Relations.

*From Texaco Canada Resources:*

Mr. Neal H. Eggen, Senior Vice-President.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

The witnesses made a statement and answered questions.

Pursuant to Committee Resolution dated April 21, 1986, the remainder of the documents submitted to the Committee by the witnesses of that day is appended to this day's proceedings (*see appendix "ENR-24-B"*).

At 4:30 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

Imperial Oil Limited, *Reponse to the Statement of Evidence and Material Prepared by the Director of Investigation—Combines Investigation Act on the State of Competition in the Canadian Petroleum Industry, Third Submission, A Response to Volumes V and VI, Refining/Supply and Marketing 1958-1982 (Volume A), 1983 (en anglais seulement) (Pièce «ENR-M»)*;

Un livret d'information rédigé par Esso Ressources Canada Limitée à l'intention du Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, avril 1986 (en anglais seulement) (*Pièce «ENR-N»*).

A 12 h 07, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

#### SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI

(50)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 14 h 30, sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings, (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Hastings, Hays, Kenny et Lefebvre. (4)

*Autre sénateur présent:* L'honorable sénateur Marshall.

*Également présents: Du bureau de recherche du Comité:* M. Dean Clay (Science et technologie); M. Lawrence Harris (Économique). *Du bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Aussi présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

*Témoins:*

*De Texaco Canada Inc.*

Mr. Stuart J. Walker, vice-président principal;

M. Colin C. Wild, directeur général, Approvisionnement et distribution;

M. Douglas W. Maddock, directeur, Relations avec le gouvernement fédéral.

*De Texaco Canada Resources:*

M. Neal H. Eggen, vice-président principal.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Les témoins font une déclaration et répondent aux questions.

Conformément à la résolution du Comité du 21 avril 1986, le reste des documents présentés au Comité par les témoins ce jour-là sont annexés aux délibérations de ce jour (*voir appendice «ENR-24-B»*).

A 16 h 30, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:



## EVIDENCE

Ottawa, Monday, April 28, 1986

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 10 a.m. to review all aspects of the National Energy Program including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, this morning we continue our discussion and study of petroleum marketing in Canada. We have the honour to have with us as witnesses representatives of Esso Petroleum Canada, Mr. G.H. Thomson, the President; Mr. Roger Purdie, the Vice President, Marketing; and Mr. Don Penrose, Vice President, Planning and Administration.

Gentlemen, we thank you first for the information you have supplied the committee and also for your appearance this morning. I understand that Mr. Thomson will make the opening statement, following which we will proceed with the discussion.

**Mr. G. H. Thomson, President, Esso Petroleum Canada:** Thank you, Mr. Chairman and honourable senators. Esso Petroleum Canada is a division of Imperial Oil Limited, and manages the company's petroleum products business. It is responsible for providing fuels, asphalts, lubricants and specialty products that consumers require through the refining of crude oil and through product purchases and exchanges. In addition, it markets a wide range of products and services that are complementary to the company's petroleum sales activities.

As you know, our Canadian industry is, and has been for a number of years, going through a period of very significant adjustment. In the past five years we have witnessed an increasing overcapacity in both refining and service station facilities with which to supply and serve a shrinking marketplace.

Since the 1979 so-called "energy crisis", Canadians have become acutely aware of the need for energy conservation, encouraged to a large degree by various governments through a number of off-oil programs. Consumers in great numbers switched from heating oil to alternate heating sources such as wood, natural gas and electricity, while the car manufacturers began to produce smaller, more fuel efficient automobiles.

The result has been that total industry petroleum sales dropped 30 per cent in eastern Canada and 15 per cent in western Canada between 1980 and the end of 1985. The sales of furnace fuel during the same period decreased by 50 per cent in eastern Canada and 45 per cent in western Canada, while gasoline sales declined 16 per cent in eastern Canada and 14 per cent in western Canada.

The members of the petroleum industry had to adapt quickly to this dramatically reduced demand as refineries were

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le lundi 28 avril 1986

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 10 heures pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*), occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, ce matin, nous continuons notre discussion de la commercialisation du pétrole au Canada. Nous avons l'honneur d'avoir avec nous des représentants des Pétroles Esso du Canada, en l'occurrence M. G. H. Thomson, président, M. Roger Purdie, vice-président, marketing et M. Don Penrose, vice-président, planification et administration.

Tout d'abord, nous tenons à vous remercier, messieurs, des renseignements que vous nous avez fournis; nous vous sommes également reconnaissants de venir comparaître devant notre Comité ce matin. M. Thomson fera une déclaration préliminaire après quoi nous entamerons la discussion.

**M. G. H. Thomson, président, les Pétroles Esso du Canada:** Merci, monsieur le président, honorables sénateurs. Les Pétroles Esso du Canada sont une division de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et s'occupent de la commercialisation des produits pétroliers. Nous vendons des carburants, des asphaltes, des lubrifiants et des produits spécialisés dont ont besoin les consommateurs et qui sont produits par raffinage du pétrole brut; en outre, nous procédons à des achats et à des échanges de produits. De plus, notre société commercialise une vaste gamme de produits et de services complémentaires.

Vous savez que l'industrie pétrolière canadienne traverse actuellement, et c'est le cas depuis un certain nombre d'années, une période de rajustements très importants. Au cours des cinq dernières années, nous avons connu une surcapacité de plus en plus grande tant dans les raffineries que dans les stations-services qui sont là pour approvisionner et desservir un marché qui rétrécit sans cesse.

Depuis la « crise de l'énergie » de 1979, les Canadiens sont très conscients de la nécessité de conserver l'énergie, encouragés en cela dans une grande mesure par les divers paliers de gouvernement qui ont proposé un certain nombre de programmes de remplacement du pétrole. Pour leur chauffage, de nombreux consommateurs sont passés du mazout à d'autres sources d'énergie comme le bois, le gaz naturel et l'électricité alors que de leur côté les constructeurs de voitures ont commencé à produire des véhicules plus petits et plus économiques.

Toutes ces mesures ont donc eu pour effet de faire baisser les ventes de pétrole de 30 p. 100 dans l'est du Canada et de 15 p. 100 dans l'Ouest et ce, de 1980 à la fin de 1985. Les ventes de mazout au cours de la même période ont diminué de 50 p. 100 dans l'Est et de 45 p. 100 dans l'Ouest alors que les ventes d'essence ont baissé, respectivement de 16 p. 100 et de 14 p. 100 dans ces mêmes régions du Canada.

L'industrie pétrolière a dû s'adapter rapidement à cette réduction draconienne de la demande à une époque où les raf-

**[Text]**

running under capacity and marketing facilities were underutilized. Therefore individual companies implemented restructuring programs which saw 12 refineries being closed between 1979 and 1986, while several others were down-sized. You will find more information on supply and demand, as well as on refinery utilization, in sections 2, 3 and 4 of the briefing book that we have provided for you.

Other important events occurred which further obligated change. On June 1, 1985, for the first time in over 12 years, crude oil markets became deregulated and the Canadian oil industry had to compete on an international basis. We at Imperial Oil fully support the decision of the federal government to deregulate crude oil markets and to allow for basically free foreign trade in refined petroleum products.

Finally, a few months ago, international crude oil prices started to decrease dramatically as some foreign crude oil producers decided to increase their production.

However, throughout this difficult period for the industry, the Canadian consumer has been well served by a highly competitive market. Quality products, well adapted to the Canadian climate and environment, have always been available. The consumer has been able to purchase these products at competitive prices from a wide number of marketers, whether major integrated companies, national or regional resellers, local retail chains or single site operators.

For a refiner and marketer of petroleum products, however, vigorous competition has had a very high cost—witness the dismal financial performance of the refining and marketing sector. In the petroleum products business, earnings after tax and the returns on capital employed have been, and are today, too low, as you are able to see in the briefing book that we have prepared for you. In our case, in 1985, our after-tax earnings were just \$93 million, representing a return on average capital employed of 3.7 per cent. Those earnings after tax amount to only one-half cent per litre. At the same time, we collected or paid more than \$1.5 billion in taxes and charges to various levels of government. Moreover, our after-tax earnings for the first quarter of 1986 were just \$10 million, a decrease of \$18 million over the same period last year. This clearly refutes any claims that we have been gouging customers in this period. In fact, it shows that markets are working very well for the Canadian consumer.

For Esso Petroleum, acceptable levels of return on capital employed have not been achieved since 1981. In the case of central Canada, we estimate that we have either lost money or merely broken even since 1982.

Clearly, improved profitability is essential for the long-term survival of the Canadian refining industry. While cost-saving

**[Traduction]**

fineries fonctionnaient en deçà de leur capacité de production et que les instruments de commercialisation étaient sous-utilisés. Ainsi donc, des sociétés ont adopté des programmes de restructuration qui les ont amenées à fermer les raffineries de 1979 à 1986 alors que plusieurs autres voyaient leur taille réduite. Vous trouverez de plus amples renseignements sur l'offre et la demande de même que sur le raffinage aux chapitres 2, 3 et 4 du livret d'information que nous vous avons remis.

Il s'est également produit d'autres événements importants qui nous ont obligés à procéder à d'autres changements. Le 1<sup>er</sup> juin 1985, pour la première fois depuis plus de 12 ans, la vente du pétrole brut a été déréglementée et l'industrie pétrolière canadienne a dû livrer concurrence sur le marché international. Nous, à la Compagnie Pétrolière Impériale limitée, appuyons en tous points la décision du gouvernement fédéral de déréglementer la vente du pétrole brut et, tout compte fait, de nous donner totalement accès aux marchés étrangers pour la vente de produits pétroliers raffinés.

Enfin, il y a quelques mois, le prix du pétrole brut sur les marchés internationaux a commencé à diminuer de façon drastique, certains producteurs ayant décidé d'accroître leur production.

Cependant, durant cette difficile période pour l'industrie, le consommateur canadien a été bien desservi par un marché très concurrentiel. Des produits de qualité, bien adaptés au climat et au milieu canadiens, ont toujours été disponibles. Le consommateur a pu acheter ces produits à un prix concurrentiel et à un très grand nombre de vendeurs, qu'il s'agisse de sociétés intégrées, de revendeurs nationaux ou régionaux, de chaînes de détail locales ou de simples exploitants.

Pour les raffineries et les vendeurs de produits pétroliers, cependant, cette vive concurrence a été très coûteuse, à preuve les piètres rendements financiers du secteur de la raffinerie et de la commercialisation. En ce qui a trait aux produits pétroliers, les gains après impôt et le rendement sur le capital investi ont été et sont encore aujourd'hui trop bas, comme vous le constaterez dans le livret d'information que nous avons préparé pour vous. Chez nous, en 1985, nos gains après impôt n'ont été que de 93 millions de dollars, constituant ainsi un rendement sur le capital moyen investi de 3,7 p. 100. Ces gains après impôt ne s'élèvent qu'à seulement ½ cent le litre. Parallèlement, nous avons versé plus de 1,5 milliard de dollars en taxes et en frais aux divers paliers de gouvernement. En outre, pour le premier trimestre de 1986, nos gains après impôt n'ont été que de 10 millions de dollars, soit une diminution de 18 millions par rapport à la même période l'an dernier. Voilà la preuve qui vient réfuter les arguments de ceux qui soutiennent que nous avons exploité les consommateurs au cours de cette période. En fait, on constate que les marchés fonctionnent très bien pour le consommateur canadien.

Les Pétroles Esso du Canada n'ont pas profité d'un rendement acceptable sur le capital investi depuis 1981. Dans le Canada central, nous estimons soit avoir perdu de l'argent, soit nous être simplement maintenus depuis 1982.

Il ne fait aucun doute que l'accroissement de la rentabilité est essentiel à la survie à long terme de l'industrie canadienne



*[Text]*

programs, including staff cutbacks and productivity increases will contribute to this improvement, product price contributions are essential to return the industry to good financial health, as profitable business means jobs and opportunities for Canadians and investments for Canada.

I would now like to take a few minutes to address the question of product pricing, since it is an issue that has recently been generating extensive attention. As you probably know, Esso Petroleum Canada recently revised its pricing system for a number of petroleum products that the company sells. Before going through the reasons for this change, I will say just a few words about our "old system," as more detailed information can be found both in the briefing book and a copy of Imperial Oil Limited's submission to the Restrictive Trade Practices Commission on the refining, supply and marketing of petroleum products, that we have also sent to this committee.

During the days of crude oil regulation, our posted prices reflected the government mandated changes in the cost of crude oil, as well as non-crude costs and market factors. However, the competitive environment often made it impossible to sell at those posted prices. As a result, an increasingly complex form of selling price allowances and discounts were introduced to ensure competitive prices in the marketplace.

Under our new pricing system, the company has set up a new series of lower posted prices for five major market segments, broken up into geographic zones, established at levels that reflect current market conditions. These posted prices are intended to respond to market conditions in a timely manner. Although the mechanism of pricing has been altered, the fundamental principles of pricing remain unchanged. Before all else, prices must be competitive. If we are not competitive, our customers will go elsewhere. It is as simple as that.

Although deregulation of crude oil prices and product export controls were two of the key reasons for the change, there were a number of other business drives. One was that the old tank-wagon price system, based on regulated crude oil price changes and a cost pass-through concept, did not appear to be an effective system in a deregulated environment. Another was that the support schemes, such as consignment, offered by Esso to its branded retailers were becoming increasingly burdensome and costly to maintain. In addition, there was a general desire by Esso dealers to assume their own price volume management responsibility.

The final factor that prompted these changes was the irrationality in pricing that seemed to become the norm in recent years in many markets. It is Esso's belief that, over time, prices should be responsive to changes in both the costs of the seller

*[Traduction]*

du raffinage. Même si les programmes de rentabilisation, y compris la diminution des effectifs et l'augmentation de la productivité permettent d'atteindre cet objectif, le prix des produits est une composante essentielle pour redonner à l'industrie la santé financière, car il ne faut pas oublier que la rentabilité d'une entreprise signifie création d'emplois et possibilités d'investissements pour les Canadiens au Canada.

J'aimerais maintenant prendre quelques minutes pour aborder la question de la tarification car c'est là une question qui, dernièrement, a attiré beaucoup l'attention. Comme vous le savez probablement, les Pétroles Esso du Canada ont récemment révisé le système de tarification d'un certain nombre de leurs produits pétroliers. Avant d'aborder les motifs de ce changement, je dirai simplement quelques mots au sujet de notre «vieux système», car vous pouvez trouver des renseignements plus détaillés dans le livret d'information et dans un exemplaire du mémoire de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée présenté à la Commission sur les pratiques restrictives du commerce du Canada sur le raffinage, l'offre et la commercialisation des produits pétroliers que nous avons également fait parvenir à votre Comité.

A l'époque où le pétrole brut était réglementé, nos prix affichés tenaient compte des changements imposés par le gouvernement dans le coût du pétrole brut, de même que des coûts du pétrole raffiné ainsi que du marché. Cependant, en raison de la concurrence, il était souvent impossible de vendre notre pétrole à ces prix affichés. Ainsi donc, des allocations et des rabais de plus en plus complexes concernant le prix de vente ont été adoptés pour s'assurer des prix concurrentiels sur le marché.

Suivant notre nouvelle tarification, la société a fixé une nouvelle série de prix affichés plus bas pour cinq grands secteurs du marché, répartis selon les zones géographiques et établies à des niveaux qui tiennent compte des conditions actuelles du marché. Ces prix affichés devraient répondre aux besoins du marché et ce, de façon opportune. Bien que le mécanisme de fixation des prix ait été modifié, les principes fondamentaux demeurent les mêmes. Avant tout, les prix doivent être concurrentiels. Si nous ne le sommes pas, nos clients vont aller ailleurs. C'est aussi simple que cela.

Bien que la déréglementation des prix du pétrole brut et le contrôle de l'exportation des produits fussent les deux principales raisons qui ont motivé ce changement, il y avait aussi un certain nombre d'autres motifs purement commerciaux. Entre autres, le vieux système de tarification au «wagon-citerne», basé sur la variation des prix du pétrole brut réglementé ainsi qu'un nouveau principe des coûts répartis, ne semblait pas être un système efficace sur le marché déréglementé. Un autre facteur a été que les programmes de soutien, comme la consignation, offert par Esso à ses détaillants de produits sous marque devenaient de plus en plus lourds et onéreux. En outre, les détaillants Esso ont manifesté dans l'ensemble le désir d'assumer la responsabilité de la gestion de leur prix en fonction du volume.

Le dernier facteur qui a amené ces changements a été l'irrationalité du système de tarification qui semblait devenir la norme ces dernières années sur de nombreux marchés. Nous croyons qu'avec les années, les prix devraient refléter les chan-



*[Text]*

and the purchasing preferences of the buyer. Simply put, one would expect that a customer with short credit terms, purchasing millions of litres of product at the loading rack, would pay less than a motorist buying 10 litres of gasoline on a credit card at a retail outlet some distance from a primary supply point. We believe that this new pricing system has many advantages for our customers, our retailers and ourselves. It is simpler and includes a series of lower posted prices for different types of customers. Prices are established at levels that are responsive to market conditions, thus reducing the need for customer specific discounts.

The need for a pricing support mechanism for Esso retailers was also eliminated, which means that competitive wholesale prices are posted in response to actual market conditions and that our retailers, according to their own wish, are now setting their own retail prices. Finally, for large industrial and wholesale customers, the posted prices are now made available for publication.

Senators can consult their briefing books, section 9, for a complete transcript of Mr. Purdie's remarks to the Restrictive Trade Practices Commission on this new "rack" pricing system. While on the subject of product pricing, I would like to take a few minutes to try to shed some light on the subject of gasoline pump prices. A lot has been written and said in the media on this subject, with increased emphasis since last January when crude oil prices started to decrease rapidly.

I would like to say, at the outset, that crude oil markets and product markets are quite different. At times they track each other and at other times they move differently. Market conditions in general establish the price of gasoline, and the cost of crude oil is only one factor. The major elements affecting gasoline prices are domestic competition, the tactics of individual competitors at the wholesale and retail levels, the availability of lower priced imported product, inventory and other operating circumstances and, to some degree, raw material costs.

We have heard people asking for instantaneous lower gasoline prices because crude oil prices were falling. However, in Ontario for example, there is in excess of 90 days of crude oil and product inventory from the wellhead to the average Ontario consumer. Thus, current cost in the product supply system reflects the cost of supply some 90 days previously. That is, when equating today's costs to January costs and considering a direct, immediate reduction of pump prices when crude oil prices are falling, it is nearly impossible in the short-term.

From a peak crude oil cost of 25.1 cents per litre in December 1985, crude oil costs had decreased to 22.5 cents per litre, by January 17, or by 2.6 cents a litre. However, by April 17, as you can see in section 10 of your briefing book, gasoline prices had declined as much as 13 cents per litre in some Southern

*[Traduction]*

gements tant dans les coûts du vendeur que dans les préférences des acheteurs. En termes simples, on s'attend à ce que le consommateur qui a du crédit à court terme et qui achète des millions de litres de produits à la rampe de chargement paie moins qu'un automobiliste qui achète dix litres d'essence avec une carte de crédit à une station-service située à quelque distance du principal point d'approvisionnement. Nous croyons que ce nouveau système de tarification offre de nombreux avantages à nos clients, à nos détaillants et à nous-mêmes. Il est plus simple et comprend une série de prix affichés plus bas pour différents types de clients. Les prix sont fixés à des niveaux qui répondent aux conditions du marché, réduisant ainsi la nécessité d'offrir des rabais précis aux consommateurs.

En outre, il n'est plus nécessaire non plus d'offrir un mécanisme de soutien des prix aux détaillants Esso, ce qui veut dire que des prix compétitifs de gros sont affichés pour répondre aux conditions véritables du marché et que nos détaillants, selon leur désir, fixent aujourd'hui eux-mêmes leurs propres prix au détail. Enfin, pour les grands clients industriels et de gros, les prix affichés sont maintenant publiés.

Les sénateurs peuvent consulter leur livret d'information, au chapitre 9, pour trouver la transcription complète des observations de M. Purdie devant la Commission sur les pratiques restrictives du commerce du Canada concernant ce nouveau système de prix rampe de chargement. J'aimerais également prendre quelques minutes pour essayer de jeter un peu de lumière sur le sujet des prix de l'essence à la pompe. Beaucoup d'encre a coulé dans les médias à ce sujet, et surtout depuis janvier dernier lorsque le prix du pétrole brut a commencé à diminuer rapidement.

D'abord, j'aimerais dire que les marchés du pétrole brut et les marchés des produits sont très différents. Parfois, ils suivent une courbe parallèle, d'autres fois ils empruntent des voies différentes. En général, ce sont les conditions du marché qui permettent de fixer le prix de l'essence et le coût du pétrole brut n'est alors qu'un facteur. Les principaux éléments qui influencent le prix de l'essence sont les suivants: la concurrence nationale, les tactiques des concurrents au niveau du gros et du détail, l'existence de produits importés à un prix moindre, les stocks ainsi que d'autres éléments d'exploitation et, dans une certaine mesure, le coût des matières premières.

Certains ont demandé une réduction instantanée du prix de l'essence parce que le prix du pétrole brut diminuait. Cependant, en Ontario par exemple, il faut compter avec des stocks de 90 jours de pétrole brut et de produits avant que le consommateur moyen de l'Ontario ne puisse profiter de rabais. Ainsi, le coût actuel du produit reflète le coût des approvisionnements d'il y a 90 jours. C'est-à-dire lorsqu'on compare les coûts d'aujourd'hui avec ceux du mois de janvier et qu'on tient compte d'une réduction directe et immédiate du prix à la pompe lorsque le prix du pétrole brut diminue, il est presque impossible d'accorder une réduction à court terme.

Du mois de décembre 1985, au cours duquel le prix du pétrole brut a atteint un maximum de 25,1 cents le litre, au 17 janvier, le prix du pétrole brut est tombé à 22,5 cents le litre, soit une diminution de 2,6 cents le litre. Cependant, le 17 avril, comme vous le constaterez au chapitre 10 de votre livret

## [Text]

Ontario markets, and generally 8 to 10 cents per litre across the province, all of this with mid-January crude in our supply system. Not until early May would our supply costs start to approach the current level of decline experienced in gasoline prices. This, I believe, clearly demonstrates that in the short term the cost of crude oil has little to do with the price of gasoline and that raw material costs are not the major force at work in the market today. This also demonstrates that gasoline prices are falling much more rapidly than our supply costs, because of intense competition in the market place. You can consult section 11 of our briefing book on "How Crude Prices Don't Run Product Prices."

An important factor largely contributing to pump prices which also has to be understood is the government charges on a litre of gasoline. As you can see in section 12 of our briefing books, a litre of regular leaded gasoline sold in Toronto at 38.9 cents per litre on April 17 was carrying 15.78 cents in taxes, and they were as follows: federal sales tax, 13.9 cents; federal excise tax 13.5 cents and Ontario road tax 8.3 cents. In addition to these taxes, the government charges also included, as a part of crude cost, PGRT of 1.8 cents and provincial royalties of 5.4 cents. These government charges represent better than 57 per cent of the total price of this litre of gasoline. As most of these taxes are fixed, the result is that the tax percentage on a litre of gasoline goes up as pump prices go down.

After deducting these taxes from our price of 38.9 cents, 15.9 cents is left, of which 15 cents is today's crude oil supply and transportation costs from Edmonton to Sarnia. The remaining .9 cents is divided between our dealer, who takes about 3.3 cents per litre, and us. This means that Esso Petroleum Canada is currently losing 2.3 cents on each litre of gasoline sold in Ontario and still has to cover the costs of refining, advertising, marketing and delivery, for a total loss today in excess of 10 cents per litre. If this is not a competitive market at the consumer service level, I don't know what it is.

Finally, before making myself and my colleagues available to answer your questions, I would like to take a moment to look at the future of the petroleum products industry. The only statement we can make with any reasonable level of certainty is that the future is very uncertain. We do not know, for example, how far crude oil prices will fall and how long they will stay down. For Imperial Oil, the impact of lower crude oil prices is twofold; in the upstream, lower crude oil prices mean lower revenues, lower earnings and a decline in cash flow. In the downstream for Esso Petroleum Canada we had hoped for opportunities to improve our margins and earnings this year. However, because product prices are falling faster than our supply costs, we run the risk of losing millions of dollars in after-tax earnings in this transition, as witnessed by our after-

## [Traduction]

d'information, le prix de l'essence avait diminué de 13 cents le litre dans certaines régions du sud de l'Ontario et de façon générale de 8 à 10 cents le litre dans toute la province, tout cela étant du pétrole provenant de nos approvisionnements de la mi-janvier. Ce n'est pas avant le début de mai que nos coûts d'approvisionnement ont commencé à se rapprocher du coût actuel occasionné par la diminution du prix de l'essence. Je crois que cela montre clairement qu'à court terme, le coût du pétrole brut a très peu à voir avec le prix de l'essence et que le coût des matières premières n'est pas le facteur principal sur le marché aujourd'hui. Cela prouve également que le prix de l'essence diminue beaucoup plus rapidement que nos coûts d'approvisionnement à cause de la concurrence intense sur le marché. Vous pouvez regarder le chapitre 11 de notre livret d'information intitulé: «Comment le prix du brut n'influencera pas le prix des produits pétroliers».

Il existe un facteur important qui contribue largement à la fixation du prix de l'essence à la pompe et qui doit être bien compris, ce sont les taxes que le gouvernement impose sur un litre d'essence. Comme vous le constaterez au chapitre 12, un litre d'essence ordinaire au plomb vendu à Toronto 38,9 cents le 17 avril était frappé de 15,78 cents de taxes qui étaient les suivantes: la taxe fédérale de vente, 13,9 cents, la taxe d'accise fédérale, 13,5 cents et la taxe routière du gouvernement de l'Ontario, 8,3 cents. Outre ces taxes, les gouvernements ajoutaient également, au prix du brut, une TRPG de 1,8 cent et des redevances provinciales de 5,4 cents. Ces taxes gouvernementales représentent plus de 57 p. 100 du prix total de ce litre d'essence. Comme la plupart d'entre elles sont des taxes fixes, il s'ensuit que le pourcentage de taxe sur un litre d'essence augmente au fur et à mesure que le prix de l'essence à la pompe diminue.

Après avoir déduit ces taxes de notre prix de 38,9 cents, il reste 15,9 cents dont 15 comptent aujourd'hui pour les coûts d'approvisionnement et de transport d'Edmonton à Sarnia. Le 0,9 cent qui reste se répartit entre notre détaillant, qui prend environ 3,3 cents le litre et nous. Cela veut dire que les Pétroles Esso du Canada perdent actuellement 2,3 cents sur chaque litre d'essence vendu en Ontario et que nous devons en plus couvrir les frais de raffinage, de publicité, de commercialisation et de livraison, pour une perte totale aujourd'hui qui dépasse 10 cents le litre. S'il ne s'agit pas là d'un marché concurrentiel au profit du consommateur, je ne sais pas ce que c'est.

Enfin, avant de me permettre à moi-même et à mes collègues de répondre à vos questions, j'aimerais prendre quelques minutes pour vous parler de l'avenir de l'industrie des produits pétroliers. La seule chose que nous pouvons dire avec une certitude raisonnable, c'est que l'avenir est très incertain. Par exemple, nous ne savons pas de combien le prix du pétrole brut va diminuer et combien de temps il va rester à ce bas niveau. Pour la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, la baisse des prix du pétrole brut a un effet double: en amont, cela veut dire une perte de revenus, de gains et une diminution des liquidités. En aval, pour les Pétroles Esso du Canada, nous avions espéré pouvoir améliorer nos marges et nos gains cette année. Cependant, parce que le prix des produits diminue plus vite que le coût de nos approvisionnements, nous courons le risque de per-



[Text]

tax earnings for the first quarter of this year. We do not know either, if we will be able to deal with overcapacity in a normal, commercial way. We will have to wait before we can answer these concerns, but one thing is certain; forecasting will be a perilous art until some stability returns. Lately, both the federal and provincial governments have addressed energy problems in a co-operative and pragmatic spirit, and we have no doubt that this committee will want to do the same.

**The Chairman:** I noticed that at the annual meeting of Shell Oil Company last week, there was the admission that, in fact, Shell was not passing on all the crude oil pricing decreases to the consumer. How does this relate to the pricing practices of Esso? In fact, are you passing on all the savings to the consumers?

**Mr. Thomson:** As I tried to point out in my opening remarks, we are pricing into a market. The market develops based on several stimuli, and cost is only one factor. As I also tried to point out, in many of our markets today prices have actually declined much more than the costs in our supply have declined. So we are pricing competitively in the Canadian marketplace and we intend to do that.

**The Chairman:** I wonder if you might answer the question. Are you passing on all the savings to the consumer?

**Mr. Thomson:** In the example that I used, keeping in mind that we are losing in many parts of Ontario today in excess of 10 cents per litre against our true cost decline, in fact, we are passing on more than the cost declines that we have seen so far.

**The Chairman:** How can you remain competitive?

**Mr. Thomson:** We wish to stay in the marketplace. When the price in that marketplace that you can achieve is such, you had better sell at that price or shut down. For this period of time we have chosen not to shut down.

**The Chairman:** You indicated in your remarks that retail pricing does not necessarily follow crude oil pricing. It seems to follow it upward.

**Mr. Thomson:** Over the long pull for the major costs in our business, certainly prices do tend to track. However, in the short-term that is not necessarily so. For example, the run-up in crude oil costs that took place in the fourth quarter of 1985 were never recovered in the marketplace by increased product prices. So I do not think that it is always the case that prices and costs stay in lock step. In fact, I submit to you that they do not stay in lock step.

**The Chairman:** It seems to me that they stayed in lock step from 1973 to 1979.

[Traduction]

dre des millions de dollars en gains après impôt, comme en témoignent les chiffres pour le premier trimestre de cette année. Nous ne savons pas non plus si nous pourrions régler la capacité excédentaire de façon normale et économique. Nous devons attendre avant de pouvoir prendre les mesures qui s'imposent, mais une chose est certaine, c'est qu'il sera dange-reux de faire des prévisions tant que l'on n'aura pas atteint de nouveau une certaine stabilité. Ces derniers temps, les gouvernements fédéral et provinciaux se sont attaqués au problème de l'énergie dans un esprit de coopération et de pragmatisme et nous sommes certains que votre Comité en fera autant.

**Le président:** Je remarque qu'à la réunion annuelle de la société pétrolière Shell de la semaine dernière, il a été admis, que, en fait, elle ne transmettait pas au consommateur les diminutions de prix du pétrole brut. En quoi cela a-t-il trait au système de fixation des prix d'Esso? En fait, est-ce que vous transmettez aux consommateurs toutes les économies que vous réalisez?

**M. Thomson:** Comme j'ai essayé de le faire ressortir dans ma déclaration préliminaire, nous fixons nos prix dans un marché précis. Et le marché évolue d'après plusieurs stimuli dont les coûts ne sont qu'un facteur. Comme j'ai aussi essayé de le signaler, dans nombre de nos marchés aujourd'hui, les prix ont en réalité diminué beaucoup plus que les coûts de nos approvisionnements. Donc, nos prix sont compétitifs sur le marché canadien et nous avons l'intention de continuer ainsi.

**Le président:** Je me demande si vous accepteriez de répondre à la question suivante: est-ce que vous transmettez au consommateur toutes les économies que vous réalisez?

**M. Thomson:** D'après l'exemple que j'ai donné—tout en se rappelant que nous subissons actuellement des pertes dans de nombreuses régions de l'Ontario—qui dépassent aujourd'hui 10 cents le litre par rapport à la véritable diminution de nos prix, nous en transmettons en fait plus que ce que nous avons réalisé jusqu'à maintenant.

**Le président:** Comment pouvez-vous demeurer concurrentiels?

**M. Thomson:** Nous voulons rester sur le marché. Lorsque vous vendez votre produit à un prix, mieux vaut vendre à ce prix-là sinon, vous devez cesser votre exploitation. Actuellement, nous avons choisi de ne pas fermer nos portes.

**Le président:** Vous avez dit dans votre déclaration que le prix de détail ne suit pas nécessairement le prix du pétrole brut. Il semble cependant le suivre à la hausse.

**M. Thomson:** A long terme, il est certain que les principaux coûts de notre entreprise ont tendance à suivre la même courbe. Cependant, à court terme, cela n'est pas nécessairement le cas. Par exemple, la diminution du prix du pétrole brut qui s'est produite pendant le quatrième trimestre de 1985 n'a jamais pu être récupérée sur le marché par une augmentation du prix des produits. Donc, je ne crois pas qu'il soit toujours vrai que les prix et les coûts restent liés. En fait, je vous dirais qu'ils divergent.

**Le président:** Il me semble pourtant que cela a été le cas de 1973 à 1979.



*[Text]*

**Mr. Don Penrose, Vice-President, Planning and Administration, Esso Petroleum Canada:** During that time we were under a series of price controls, originally with Energy, Mines and Resources and subsequently with the Anti-Inflation Board, and right through until 1979 there were controls on crude oil prices. Because of agreements between federal and provincial governments, crude oil price increases were mandated, as was the timing that the cost increases could be passed through to the price increases, and the delay was 60 days in all cases. Because of the control system there was a closer relationship between crude oil changes and product prices. If you go back prior to 1973, you will see exactly the same phenomenon that we are speaking of here, that at times crude oil prices fall and that exactly the opposite happens at other times.

**The Chairman:** I wonder if I could switch for a minute to the topic of the upstream. Perhaps you are not prepared to answer my question, but I noticed that you dropped your capital spending from \$1.3 billion to \$700 million. Is that right?

**Mr. Thomson:** That is what we suggested at the annual meeting, yes.

**The Chairman:** Does that amount refer only to exploration in the upstream or does it include capital spending downstream?

**Mr. Thomson:** The number that was quoted is basically upstream reductions, although we have reduced our capital spending in the downstream by much more modest amounts.

**The Chairman:** The suggestion has been made by the CPA with regard to the upstream—and, again, you may not wish to comment—that there be relief under the PGRT for the benefit of the upstream. Do you agree with that proposal?

**Mr. Thomson:** We are downstream operators, and I think I should not comment on that situation.

**Senator Hays:** It is obvious that you have strong feelings about the position taken by many who feel that gasoline prices at the retail level are too high. You have produced quite a bit of material substantiating that the situation is not that great for the refiner.

I don't know to what extent you can answer these questions, but I would say you are not only getting a hard time from the consumer, you are also getting a hard time from the producer. You are an integrated company, and the claim has been made that you—and when I say “you” I do not mean you alone; I mean refiners generally—are using the current market system, having come out of a regulated system, to pay less for product by using a sort of “cafeteria” approach to what they pay, based on West Texas Spot, WTS, or Intermediate, WTI and so on. Can you comment on that? I am not sure whether you are the right people of whom to ask that question. You are the downstream people and perhaps you characterize this as an upstream problem.

*[Traduction]*

**M. Don Penrose, vice-président, Planification et administration, les Pétroles Esso du Canada:** Au moment où nous étions assujettis au contrôle des prix, d'abord avec le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et ensuite avec la Commission de lutte contre l'inflation, jusqu'en 1979, le prix du pétrole brut était effectivement contrôlé. Mais à la suite d'ententes entre le gouvernement fédéral et les provinces, les augmentations du prix du pétrole brut furent obligatoires, tout comme le délai nous permettant de reporter l'augmentation des coûts sur l'augmentation des prix, et dans tous les cas ce délai était de 60 jours. À cause du système de contrôle, il existait des liens plus étroits entre les changements de prix du pétrole brut et le prix des produits. Si vous revenez à 1973, vous constaterez exactement le même phénomène que celui dont nous parlons aujourd'hui, à savoir qu'à certains moments, le prix du pétrole brut diminue alors que parfois c'est exactement le contraire qui se produit.

**Le président:** Puis-je aborder quelques instants la question des opérations en amont. Peut-être n'êtes-vous pas prêt à répondre à ma question, mais j'ai remarqué que vos investissements sont tombés de 1,3 milliard à 700 millions. Est-ce exact?

**M. Thomson:** Oui, c'est ce que nous avons suggéré à la réunion annuelle.

**Le président:** Est-ce que ces chiffres portent seulement sur l'exploration en amont ou s'ils comprennent également les investissements en aval?

**M. Thomson:** Le chiffre cité porte essentiellement sur des réductions en amont, bien que nous ayons réduit nos investissements dans nos opérations en aval de façon beaucoup plus modeste.

**Le président:** L'ACP a laissé entendre en ce qui concerne les opérations en amont—et peut-être là encore ne souhaitez-vous pas faire des observations—que l'on devrait réduire un peu la TRPG au profit des opérations en amont. Êtes-vous d'accord?

**M. Thomson:** Nos opérations sont des opérations en aval et je ne pense pas devoir faire d'observations sur la situation.

**Le sénateur Hays:** Il est évident que vous n'êtes pas du tout d'accord avec les nombreuses personnes qui soutiennent que le prix de l'essence au détail est trop élevé. Vous avez fourni un assez bon nombre de documents pour faire la preuve que la situation n'est pas aussi avantageuse que cela pour les raffineries.

Je ne sais pas dans quelle mesure vous pouvez répondre à ces questions, mais je dirais qu'il n'y a pas que le consommateur qui vous donne du fil à retordre, mais aussi le producteur. Votre société est une société intégrée et l'on vous a dit—et quand je dis «vous», je ne veux pas dire vous seulement, je parle de tous les raffineries en général—que vous profitez de la conjoncture actuelle, c'est-à-dire de la déréglementation, pour payer votre produit moins cher en utilisant une sorte d'approche «style cafétéria» par rapport au prix que le producteur paye, prix basé sur le marché spot de l'ouest du Texas et sur les intermédiaires. Avez-vous des observations à faire à ce sujet? Je ne suis pas sûr que ce soit à vous qu'il convient de poser la question. Vous êtes en aval et peut-être croyez-vous qu'il s'agit là d'un problème concernant les opérations en amont.

*[Text]*

I am also interested in how an integrated company, such as yours, prices its own product in relationship to product that it buys. Perhaps you would like to make a general comment on that one. I do have some specific things that I wanted to ask about with respect to the information contained in the materials you have presented to us, but I would like a general comment on the question that I posed in terms of the complaint that producers are making that refiners are, in fact, paying less than they should be paying for product, at a time when producers are otherwise financially stressed. I am also interested in a comment on that from the perspective of an integrated company.

**Mr. Thomson:** Senators, within the petroleum products business, since June 1, 1985, we have posted a price that we are willing to pay for crude oil. In fact, there are a multiplicity of prices, depending upon the grade and quality of the crude oil, but everyone talks about one price that is really a par price for one particular kind of crude oil. In any case, you are absolutely right in asking us that question because we are the fellows who post the price we are willing to pay.

I don't think we would be willing to get into, the specific strategies we employ in deriving the price we are willing to pay because they are obviously a proprietary consideration. In general, we assess such things as how much we would have to pay to buy crude oil from other sources, and that is both term and spot prices; we assess the relative values of products that can be made out of the crude oil that we buy, and assess, in that, the directions that both crude oil and product markets are going. We thereby derive a price we feel is affordable and competitive for us to pay. It obviously bears considerable relationship to what crude oil is being sold at in foreign markets, because we have the alternative of purchasing foreign crude oil. When crude oil prices were stable, these assessments were relatively easy to do. In fact, we used an approach that assessed both term and spot crude oil prices. However, as we got into the very significant declines of January, February and March, we found great difficulty in assessing what the proper price should be. Basically, because of the dynamics of the delivery system, we had to become more oriented towards spot prices because, in fact, our buying alternative was really spot price crude oil.

There is a curious logistical problem that I do not think is well recognized. If we have the option of buying crude oil delivered, let us say, from the United States into Canada, we can acquire that crude oil in an eastern refinery something like 15 to 20 days earlier than we can get it from the wellhead in Edmonton. When prices are declining, you must be very mindful of that earlier delivery time in setting the price that you can afford to pay. Therefore, you become more oriented towards the spot price in the forward month in setting the

*[Traduction]*

J'aimerais aussi savoir comment une société intégrée comme la vôtre fixe le prix de ses produits par rapport aux produits qu'elle achète. Peut-être aimeriez-vous faire des observations générales à ce sujet. Je voulais vous poser certaines questions précises concernant les informations que contiennent les documents que vous nous avez présentés, mais j'aimerais que vous fassiez des observations générales sur la question que j'ai posée, à savoir les récriminations des producteurs à l'endroit des raffineurs, les premiers soutenant que les derniers paient moins que ce qu'ils devraient payer pour le produit à une époque où les producteurs sont aux prises avec des contraintes financières. J'aimerais aussi savoir ce qu'en pense une société intégrée.

**M. Thomson:** Honorables sénateurs, en ce qui a trait à la commercialisation des produits pétroliers, je dois dire que depuis le 1<sup>er</sup> juin 1985, nous avons affiché un prix que nous sommes prêts à payer pour le pétrole brut. En fait, il y a de nombreux prix, selon la qualité et la quantité du brut, mais tout le monde parle d'un prix qui correspond en réalité à un type particulier de pétrole brut. De toute façon, vous avez tout à fait raison de nous poser cette question parce que nous sommes ceux qui affichons le prix que nous sommes disposés à payer.

Quant aux stratégies précises que nous employons pour obtenir ce prix, je ne crois pas que nous tenions à en discuter parce que de toute évidence il s'agit là de considérations purement internes. En général, nous évaluons ce qu'il nous faudrait payer le pétrole brut acheté à d'autres sources et il s'agit là de prix sur le marché à terme et sur le marché spot; nous évaluons la valeur relative des produits qui peuvent être fabriqués à partir du brut que nous achetons et en même temps nous examinons l'orientation que le brut et les marchés des produits vont prendre. Par conséquent, nous en tirons un prix que nous estimons être raisonnable et compétitif pour nous. De toute évidence, il nous faut tenir compte énormément de la valeur du brut qui est vendu sur les marchés étrangers parce que nous avons aussi la possibilité d'acheter du brut étranger. Lorsque le prix du brut était stable, il était relativement facile de procéder à ces évaluations. En fait, nous utilisons une approche qui nous permettait d'évaluer le prix du pétrole brut sur le marché à terme et sur le marché spot. Cependant, au fur et à mesure que nous avons subi les très importantes diminutions des mois de janvier, février et mars, nous avons eu beaucoup de difficulté à évaluer le prix juste. Fondamentalement, en raison de la dynamique du système de livraison, nous avons dû nous orienter davantage vers les prix spot parce que, en fait, notre solution de rechange était en réalité le brut vendu sur le marché au jour le jour.

Il existe un problème de logistique curieux qui, à mon avis, n'est pas très bien perçu. Si nous avons la possibilité d'acheter du pétrole brut qui est livré, disons par exemple, des États-Unis au Canada, nous pouvons acheter ce brut à une raffinerie de l'Est quelque chose comme 15 à 20 jours plus tôt qu'au puits à Edmonton. Lorsque les prix diminuent, il faut vraiment tenir bien compte de cette livraison anticipée lorsque nous fixons le prix que nous pouvons payer. Par conséquent, nous avons tendance à nous orienter davantage d'après le prix du marché spot le mois suivant lorsque nous établissons le prix



## [Text]

prices you are willing to pay, rather than some mix of term and spot prices, as had been our habit.

In any case, we have been setting prices that we think are truly competitive in a world perspective, based on the current situation. I know that some crude oil producers think that these prices are too low. In fact, if I was a crude oil producer, I suspect I would make the same claim. One does not like to sell one's product for low prices. We do not like to sell gasoline at low prices, either.

I suppose, to me, the proof of the pudding is that these crude oil producers, if they chose to, are quite capable of selling their crude oil to someone else. They are not locked into us. If they wish to sell and believe that they can get higher prices, I would counsel them that they should go and sell to other people. I am advised that they can get delivery space in the Interprovincial Pipeline system. They have full access to that system and so it seems to me that the fact that they continue to sell to us means that they must see it as a satisfactory relationship at the end of the day.

**Senator Hays:** In your materials, under section 8, you have an example using a map of the United States and Canada. I suppose this is intended to be an illustration of how you sort of looked at prices in Chicago and the competing prices there and in other centres. You have just indicated that, if producers do not want to sell to you, they have alternatives and you have alternatives. Your alternative is to buy, say, Chicago oil on a spot basis. The question I have is, realistically speaking, what is the deliverability, say, into Edmonton? As I understand it, there would not be any deliverability there. Therefore, there is a sense of artificiality there, and perhaps you could disabuse me of that in terms of how this product is moved. We in this country have come out—too quickly, I think—from a regulated situation into a deregulated situation and, unlike the U.S. which has a history of less regulation, we do not have alternative deliveries; we do not have the capability of moving this product around the way they do. When the price was high, it did not matter so much because that, in itself, allowed for time to adapt to the new deregulation of oil pricing. However, in this climate with low crude oil prices, it becomes very difficult for these people to adapt. They resent every dollar that they think they lose because of market power on the part of the buyers. Therefore my question is: How do you justify the system you are using which you have just described to me? You say that they have alternative sales. I do not know how we can get enough product into the Chicago area to take advantage of the posted prices or the most advantageous price there and vice versa. I suppose we could, and ultimately will, if nothing is done. However, as I say, perhaps you could disabuse me of that situation being a problem. In other words, the use of prices in a market where you really cannot access, either because the volume is on a spot basis, or is too small, or because there is no deliverability.

## [Traduction]

que nous voulons payer plutôt que d'après le marché à terme et le prix spot, comme nous l'avons toujours fait.

De toute façon, nous fixons un prix que nous estimons être véritablement concurrentiel sur le marché mondial, en tenant compte de la conjoncture. Je sais que certains producteurs de pétrole brut pensent que ces prix sont trop bas. En fait, si j'étais moi-même un producteur, je pense que je soutiendrais la même chose. Personne n'aime vendre son produit à bas prix. Nous n'aimons pas vendre l'essence à bas prix non plus.

A mon avis, la preuve en est que ces producteurs de brut, s'ils le décidaient, seraient très capables de vendre à quelqu'un d'autre. Ils ne sont pas liés à nous. S'ils veulent vendre leur produit et qu'ils croient pouvoir obtenir un prix plus élevé, je leur conseille de s'adresser à d'autres. Je sais qu'ils peuvent livrer leur brut par le système *Interprovincial Pipeline*. Ils ont totalement accès à ce système et il me semble que le fait qu'ils continuent à nous vendre signifie qu'ils y trouvent une certaine satisfaction en fin de compte.

**Le sénateur Hays:** Dans vos documents, au chapitre 8, vous utilisez une carte géographique des États-Unis et du Canada. Je suppose que vous voulez nous montrer par là comment vous évaluez les prix à Chicago et les prix concurrentiels dans ce centre et dans d'autres. Vous venez tout juste de dire que si les producteurs ne veulent pas vous vendre, ils ont le choix et vous aussi. Votre choix à vous c'est d'acheter par exemple à Chicago sur le marché spot. La question que je veux vraiment vous poser est la suivante: Quels sont les possibilités de livraison, par exemple, à Edmonton? D'après ce que je crois comprendre, il n'y en a aucune. Par conséquent, on nage un peu dans l'artificiel et peut-être pourriez-vous éclairer ma lanterne et me dire comment le produit vendu à Edmonton est livré. Je pense qu'au Canada, nous sommes passés trop rapidement d'un marché réglementé à un marché déréglementé et, contrairement aux États-Unis où la réglementation a toujours été moins présente, nous n'avons pas de choix pour la livraison; nous n'avons pas la possibilité de livrer ce produit comme les États-Unis l'ont. Lorsque le prix était élevé, cela n'avait pas tellement d'importance parce que, en soi, cela nous donnait le temps de nous adapter à la nouvelle déréglementation des prix du pétrole. Cependant, dans ce climat de brut bon marché, il devient très difficile à ces gens de s'adapter. Ils regrettent chaque dollar qu'ils pensent avoir perdu à cause du pouvoir commercial dont disposent les acheteurs. Ma question est donc la suivante: comment justifiez-vous le système que vous utilisez et que vous venez tout juste de nous décrire? Vous dites que les producteurs peuvent vendre leurs produits à d'autres. Je ne sais pas comment on peut expédier suffisamment de pétrole dans la région de Chicago pour profiter des prix affichés ou du prix le plus avantageux dans cette région et vice versa. Je suppose que nous pourrions le faire et finalement c'est ce que nous ferons si aucune mesure n'est prise. Cependant, comme je l'ai dit, peut-être pourriez-vous éclairer ma lanterne et m'expliquer en quoi consiste le problème. Autrement dit, pouvez-vous me dire comment on fixe les prix sur un marché auquel vous n'avez véritablement pas accès, soit à cause du volume sur le marché spot, soit parce que le marché est trop petit ou encore parce qu'il n'existe pas de possibilités de livraison.



[Text]

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, let me make two or three points. First of all, while it is theoretically possible to supply the prairie region, for example, with petroleum products derived from foreign crude oil, in a practical sense it is not possible to do so. Therefore, the answer is that, we pretty well have to buy crude oil produced on the prairies to supply those markets. Certainly, we have the alternative of buying crude oil and bringing it into Ontario through the United States pipeline system clearly into Montreal and of course into our facilities in Atlantic Canada, and on to the west coast. So that option is available for at least two-thirds to three-quarters of our sales.

Secondly, you seem to be suggesting that a two-price system ought to be derived; that is where consumers are locked in logistically, as I have just described, to products that need to be derived from Canadian crude oil, higher prices should be paid, and only where real options exist should there be some world price parity. I would argue in Canada it would be very difficult to see consumers accept the inequity of that situation.

Thirdly, I would argue that in a long-term sense commodities around the world generally come into some kind of logistical parity. For us to put in place some kind of synthetic barriers to that would cause, I think, great concerns. I would cast my mind back to the old National Oil Policy line that was drawn in Canada and all of the problems that caused, particularly for my industry in that period of time.

In general, from a refiner's point of view today, the situation is working pretty well. You suggested that possibly the system was introduced too quickly. I think it has worked pretty well. What has happened, of course, is that the world has changed. Some world producers have decided that they want to increase their market share by producing almost at any price. That is a situation that is obviously very difficult for other producers to accept, and I recognize that difficulty.

**Senator Hays:** I would like to turn now to the questions I have regarding the material that you have produced. In section 2, there is an example of average western Canada crude products supply flow. This may be the wrong place to ask this, but in any event, typically, what percentage of your own product do you supply as an integrated company? Perhaps that information is here and I do not have it. However, I am interested in how you price that. How does upstream deal with downstream in an integrated company, and what percentage of your own product, in your case, do you supply?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, first of all, the financial arrangement between the upstream and the downstream of Imperial Oil is managed in a hands-off way, which the Department of National Revenue and the folks from the Combines Branch I think would want us to have. It has to be a business-like, on-the-table arrangement.

In terms of total volume, our sales today are about 300,000 barrels per day. Esso Resources produces about 150,000 barrels per day. In total barrel terms, you could say that we sell as petroleum products, we sell about twice as much of the crude oil Esso Resources produces.

[Traduction]

**M. Thomson:** Monsieur le président, permettez-moi de faire deux ou trois observations. D'abord, même si théoriquement il est possible d'approvisionner la région des Prairies, par exemple, avec des produits pétroliers fabriqués à partir du pétrole brut étranger, en pratique, il n'en est rien. Donc la réponse est oui, nous devons acheter du pétrole brut produit dans les Prairies pour approvisionner ces marchés. Bien sûr, nous avons la possibilité d'acheter du brut et de l'amener en Ontario, en l'acheminant par le pipe-line des États-Unis, ensuite à Montréal et bien sûr à nos installations dans la région atlantique, et sur la côte ouest. Nous pouvons recourir à cette solution pour au moins les deux tiers et les trois-quarts de nos ventes.

Deuxièmement, vous semblez croire qu'il conviendrait d'adopter un système de double prix, en ce sens que les consommateurs payeraient des prix plus élevés pour des produits dérivés du pétrole brut canadien et, uniquement lorsqu'il existe des options réelles, qu'il existe une certaine parité mondiale. Je vous répondrai qu'il serait très difficile de faire accepter cette injustice aux consommateurs canadiens.

Troisièmement, à plus long terme, les prix des produits vendus sur les marchés mondiaux finissent généralement par atteindre une certaine parité logistique. A mon avis, si nous dressions certains obstacles artificiels, nous provoquerions de graves inquiétudes. Rappelez-vous l'ancienne politique nationale du pétrole qui était en vigueur au Canada, et tout les problèmes qu'elle a causés, surtout à l'industrie pétrolière.

D'une manière générale, les raffineurs sont en assez bonne posture. Vous avez dit que le système pourrait avoir été mis en place trop rapidement. Au contraire, j'estime qu'il donne de bons résultats. Ce sont plutôt les marchés mondiaux qui ont changé. Certains producteurs mondiaux ont décidé d'accroître leur part du marché en produisant du pétrole à n'importe quel prix, ou presque. C'est une situation que les autres producteurs peuvent difficilement accepter, et j'en suis très conscient.

**Le sénateur Hays:** Permettez-moi maintenant de vous interroger sur le document que vous nous avez remis. Dans la section 2, on donne comme exemple la production moyenne de pétrole brut dans l'ouest du Canada. Le moment n'est peut-être pas bien choisi pour vous demander quel pourcentage de votre production vous fournissez en tant que société intégrée, mais peu importe. Ce renseignement figure peut-être dans le document, mais je ne l'ai pas trouvé. J'aimerais toutefois savoir comment s'effectue la tarification. Comment le secteur amont et le secteur aval s'arrangent-ils dans une société intégrée, et quel pourcentage de votre production fournissez-vous?

**M. Thomson:** Monsieur le président, la gestion financière du secteur amont et du secteur aval d'Imperial Oil se fait en toute indépendance. Le ministère du Revenu et le Direction des enquêtes sur les coalitions seraient fiers de nous. Il s'agit d'un arrangement commercial.

En termes de volume total, nous vendons environ 300,000 barils par jour. Esso Ressources produit environ 150,000 barils par jour. Au total, la quantité de produits du pétrole que nous vendons est environ deux fois plus élevée que la quantité de pétrole brut qu'Esso Ressources produit.

[Text]

**Senator Hays:** Does the upstream ever sell to other downstream people? Could you comment on that in that context?

**Mr. Thomson:** In that context, we operate as agents for our upstream company. In a sense, we have a contract to buy all of their crude oil. They do not always produce the kinds of crude oils that we want to have. So we sell some of their production out and buy some production from other producers to balance our requirements against our refining capabilities.

We do not exactly refine the barrels that they produce. In fact—and I do not have an exact number in my head—there is a considerable quantity of their crude oil that we sell to others and then we buy replacement quantities, plus the other 150,000 barrels per day that we require from other producers.

**Senator Hays:** In fact, you end up using most of your own product?

**Mr. Thomson:** In a "total barrels" sense, but we do a lot of buying and selling to adjust the quality.

**Senator Hays:** I interrupted you. I do not know whether you had another comment. You were elaborating on how you relate to one another upstream and downstream. You say it is hands-off and it is closely watched by other regulators.

**Mr. Thomson:** I think that says it, sir.

**Senator Hays:** Under section 5, "Refinery Utilization", you have a chart comparing eastern and western Canada in the years 1980, 1984 and 1986. I guess that is the extent to which these refineries are operating. None of them are operating at 100 per cent. We see a trend in western Canada where refinery utilization has gone down.

In your situation, can you tell us what refining costs are in eastern and western Canada, and how these declining percentages of full utilization of the refinery capacity are affecting that? I suppose your refinery efficiency is one of the components in pricing and is responsible for a higher or lower price at the pump. Could you give me a comment on that? It is something I do not understand, and it would be very helpful to us.

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, while the cost of refining is one factor in our assessment of the financial health of our business, obviously, it really is not a direct relationship with market pricing. Again, I would say that we price to sell into a market at the price one can achieve in that marketplace.

Regarding the utilization of refineries, these are overall averages as best we can make them. For example, in Ontario and Quebec, while the average industry might be in the 85 to 90 per cent utilization range, there might be one or two refineries at 100 per cent and some down at the 75 or 80 per cent. It depends on one's sales against installed capacity.

Regarding the lower utilization in western Canada, it is my perspective that refinery capacity was overbuilt in western Canada relative to current market needs simply because people

[Traduction]

**Le sénateur Hays:** Le secteur amont vend-t-il du pétrole au secteur aval?

**M. Thomson:** Nous agissons en tant qu'intermédiaires pour le secteur amont de la société. Dans un sens, nous sommes tenus par contrat d'acheter tout leur pétrole brut. Comme Esso Ressources ne nous fournit pas toujours le genre de pétrole brut que nous voulons, nous vendons une partie de sa production et nous nous approvisionnons auprès d'autres producteurs pour établir un équilibre entre nos besoins et nos capacités de raffinage.

Nous ne raffinons pas tout le pétrole qu'Esso Ressources produit. Je ne me rappelle malheureusement pas les chiffres exacts, mais nous vendons à d'autres raffineurs une quantité considérable du pétrole brut d'Esso Ressources et nous achetons des quantités de remplacement, plus les 150,000 barils par jour que nous obtenons d'autres producteurs.

**Le sénateur Hays:** En réalité, vous finissez par utiliser la majeure partie de votre production?

**M. Thomson:** En termes de barils, oui. Nous devons toutefois faire beaucoup d'achats et de ventes pour ajuster la qualité.

**Le sénateur Hays:** Je ne sais pas si vous avez autre chose à ajouter. Vous parliez des rapports entre le secteur amont et le secteur aval. Vous avez dit qu'ils étaient surveillés de près par d'autres organes de réglementation.

**M. Thomson:** C'est effectivement le cas, monsieur.

**Le sénateur Hays:** A la section 5, utilisation des raffineries, une comparaison est établie entre l'Est et l'Ouest pour les années 1980, 1984 et 1986. Je suppose qu'il s'agit de la capacité de production maximale des raffineries. Aucune raffinerie ne fonctionne à 100 p. 100 de sa capacité de production. On constate que la production des raffineries dans l'ouest du Canada a diminué.

En ce qui concerne votre compagnie, pouvez-vous nous dire à combien s'élèvent les coûts de raffinage dans l'Est et dans l'Ouest et comment ces pourcentages à la baisse de l'utilisation de la capacité de raffinage modifient ces coûts? Je suppose que l'efficacité des raffineries est prise en considération dans la tarification, et influe par conséquent sur le prix à la pompe. J'ai du mal à comprendre cela, et j'aimerais que vous me l'expliquiez.

**M. Thomson:** Monsieur le président, le coût de raffinage est l'un des éléments qui permettent d'évaluer la santé financière de notre société, mais il n'y a aucun lien direct entre ce coût et les prix que nous fixons. Je tiens à répéter que nous fixons des prix qui nous permettent de vendre nos produits.

En ce qui concerne la production des raffineries, il s'agit de moyennes générales que nous avons calculées du mieux que nous pouvions. Ainsi, en Ontario et au Québec, la moyenne de l'industrie peut varier entre 85 et 90 p. 100, mais il se pourrait fort bien qu'une ou deux raffineries fonctionnent à 100 p. 100 et que d'autres fonctionnent à 75 ou 80 p. 100. Tout dépend des ventes et de la capacité installée.

Quant à la production moins élevée des raffineries de l'Ouest je dirais que la capacité de raffinage de l'Ouest est beaucoup trop grande comparativement aux besoins actuels du



[Text]

expected more refined product demand and industrial activity in western Canada than we are seeing now. That is probably the reason for that.

Regarding the cost, of course a refinery operating at full capacity will have per litre throughput costs less than a refinery running at 70 or 80 per cent of capacity. The management issue in the refining business is to have as much of your cost a variable cost and as little as you can a fixed cost. You see refiners today, including ourselves, working very hard to reduce the fixed cost of their refineries, but of course there is a limit that one can achieve.

**Senator Hays:** Using these gross figures, in eastern Canada overall, in 1986, 84 per cent, and in western Canada, 73 per cent, what effect does that have on refining costs? Is there a rule of thumb in the industry, and at what point will it become necessary to reduce refining capacity in Alberta and western Canada to become as efficient as you have to be to compete?

**Mr. Thomson:** I cannot offer the committee any rules of thumb in this matter. It remains a business decision that certainly we, individually, as a participant in this industry, have to make about our capacity and our costs against what we can achieve in the marketplace.

Looking at these figures, one can speculate that some action might be taken by industry participants in the refining business in western Canada, but I would not either want to point the finger at particular competitors which might change their capacity to demand relationship, nor would I, at this point in time, wish to talk specifically about our own strategies.

I apologize for not being more helpful.

**Senator Hays:** I suppose it is part of the competitive nature of your business that prevents you from disclosing that. I will not press you on that.

Perhaps I will pause now and come back later. I just want to assimilate some of the material I have received.

**The Chairman:** Just before calling on Senator Kenny, Mr. Thomson, we have heard evidence—and it is very well known—that U.S. importers are able to purchase the product cheaper than Canadian independents can, and that the product can then be turned around and brought back into Canada.

Could you explain the views of Esso with respect to those two markets? Why do you sell to American importers cheaper than you sell to Canadian independents?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, we sell into markets. The reverse was the case in 1985: We could sell into American markets at higher prices than prices available to us in Canadian markets. So, it is not always as the past couple of months have suggested.

With regard to the specifics, I should like Mr. Roger Purdie to deal with them.

**Mr. Roger Purdie, Vice-President, Marketing, Esso Petroleum Canada:** Mr. Chairman, I think it is important to

[Traduction]

marché. On a cru à tort que la demande de produits raffinés et que l'activité industrielle dans l'Ouest seraient plus grandes qu'elles ne le sont en réalité. Il ne faut sans doute pas chercher plus loin.

Enfin, en ce qui concerne les coûts, il est évident que le prix du litre d'essence produit par une raffinerie qui fonctionne à pleine capacité est moins élevé que celui d'une raffinerie qui fonctionne à 70 ou 80 p. 100 de sa capacité. Dans l'industrie du raffinage, il est préférable d'avoir le plus possible de coûts variables et le moins possible de coûts fixes. De nos jours, les sociétés de raffinage, y compris la nôtre, travaillent très fort pour réduire leurs coûts fixes. Il y a évidemment une limite à ce que l'on peut faire.

**Le sénateur Hays:** Si l'on prend ces chiffres bruts, dans l'Est, en 1986, 84 p. 100, et dans l'Ouest 73 p. 100, quel effet ont-ils sur les coûts de raffinage? Y a-t-il une méthode empirique dans l'industrie, et à quel moment devient-il nécessaire de diminuer la capacité de raffinage en Alberta et dans l'ouest du Canada pour devenir aussi efficient que possible et demeurer compétitif?

**M. Thomson:** Il n'y a pas de méthode empirique à ce chapitre. Il s'agit d'une décision que chaque société pétrolière doit prendre, en tant que membre de l'industrie, pour équilibrer sa capacité et ses coûts en fonction de ses ventes sur le marché.

Si l'on regarde ces chiffres, on peut supposer que certaines mesures pourraient être prises par les raffineries de l'Ouest, mais je ne veux pas pointer du doigt des concurrents qui pourraient modifier leur capacité de production en fonction de la demande, et je ne voudrais pas non plus parler de nos propres stratégies.

Je regrette de ne pas être plus explicite.

**Le sénateur Hays:** Je suppose que vous ne pouvez nous donner ces renseignements à cause du caractère concurrentiel de l'industrie pétrolière. Je n'insisterai pas.

Je vais céder la parole à quelqu'un d'autre. Je veux simplement assimiler les renseignements qu'on vient de me fournir.

**Le président:** Avant de céder la parole au sénateur Kenny, j'aimerais demander à M. Thomson de nous dire pourquoi les importateurs américains peuvent acheter à un coût moindre que les détaillants indépendants du Canada, et pourquoi ce même produit peut être réimporté au Canada.

Pourriez-vous me dire ce que pense Esso de ces deux marchés? Pourquoi le prix que vous demandez aux importateurs américains est-il moins élevé que celui que doivent payer les détaillants indépendants canadiens?

**M. Thomson:** Monsieur le président, nous vendons sur des marchés. C'était l'inverse en 1985. Nous pouvions vendre aux Américains à des prix plus élevés que ceux du marché canadien. La situation change périodiquement, comme vous avez pu le constater depuis deux mois.

Quant aux détails, j'aimerais demander à M. Roger Purdie de vous les expliquer.

**M. Roger Purdie, vice-président, marketing, Pétroles Esso Canada:** Monsieur le président, je crois qu'il est important de



[Text]

understand a point that has really changed the nature of our industry over the past year. In the middle of 1985, with the deregulation of crude oil prices and the decontrolling of export product movements to a large degree, Canadian suppliers, refiners, faced a new market opportunity, and one that we believe will be important to us over time.

We have strong technology here in Canada in our refining industry—some of the best in the world. Obviously, we have the capacity available, as the material you have just looked at indicates, and if we can demonstrate that we are able to serve that market on a reliable basis, then there is an opportunity for us to widen our market participation horizons.

During the first quarter of 1986 we faced the very unusual situation—we hope unusual—of a dramatic decline in raw material prices. That caused there to be a period when price levels in the United States were different from what they were in Canada. As long as we chose to continue wanting to be a reliable supplier into that market, our choice was to sell at competitive prices into that market, or not to sell at all.

Not selling at all would have meant keeping that inventory in our tanks until such time as we sold it later at, presumably, price levels in existence at that point, or starting to reduce the crude running at our refineries in order not to produce for that sale opportunity, and, that having the attendant impact on our overall unit costs, with the backing in of crude oil production for the producers in the west, we have chosen, albeit at a much lower rate than we had achieved in the latter part of 1985, to continue with export participation at a more modest degree.

**The Chairman:** You keep using the words "that market". It is not "that market" when it comes back to Canada; it is part of your market in Canada.

**Mr. Purdie:** The so-called loop—returning of product to Canada—certainly is not the intent of any of those sales. We would not make a sale under those conditions, and at any point we have uncovered that occurring, we have ceased to sell to those buyers.

**The Chairman:** How much have you uncovered?

**Mr. Purdie:** One truck load that we have clear evidence of.

**The Chairman:** In Saskatchewan?

**Mr. Purdie:** Yes.

**The Chairman:** I now call upon Senator Kenny.

**Senator Kenny:** I want to thank the witnesses for all of the material they have provided. The material will be useful, but it came a little late for one to absorb it all before this meeting. I did not have enough time to look at all of it.

Just briefly pursuing Senator Hays' comments regarding your purchases of supplies from Esso Resources, how do the prices that you pay for the product compare with your sales of comparable product to other refiners?

As I understand it, you purchase everything that Esso Resources produces; some of it you use yourself, and some of it

[Traduction]

comprendre un point qui a vraiment changé la nature de l'industrie au cours de l'année qui s'est écoulée. Au milieu de 1985, le prix du pétrole brut a été déréglementé et les mesures de contrôle des mouvements d'exportation ont été en grande partie supprimées. Cette situation a créé de nouveaux débouchés pour les raffineurs canadiens, qui seront importants à plus long terme.

L'industrie canadienne du raffinage possède une technologie de pointe qui est peut-être parmi les meilleures au monde. De toute évidence, nous disposons de la capacité de raffinage nécessaire, comme le document dont il vient d'être question le montre, et si nous pouvons prouver que nous sommes capables d'approvisionner ce marché de façon efficace, nous pourrions saisir l'occasion d'élargir notre part du marché.

Durant le premier trimestre de 1986, nous avons dû faire face à une situation pour le moins inhabituelle, c'est-à-dire une diminution marquée du prix du pétrole brut. C'est la raison pour laquelle les prix aux États-Unis ont été différents des prix au Canada. Dans la mesure où nous voulions demeurer un fournisseur sûr américain, nous devions vendre notre produit à un prix concurrentiel sur ce marché, ou ne pas vendre du tout.

Si nous décidions de ne pas vendre du tout, il faudrait que nous gardions l'essence dans nos réservoirs jusqu'à ce que nous puissions la vendre, vraisemblablement à des prix en vigueur à ce moment-là, ou commencer à réduire la production de nos raffineries, ce qui aurait pour effet de modifier nos coûts unitaires. Nous avons plutôt choisi de continuer d'exporter, mais dans une moindre mesure que vers la fin de 1985.

**Le président:** Vous utilisez constamment le terme «marché». Ce n'est pas un «marché» lorsque l'essence est réimportée au Canada. C'est une partie de votre marché au Canada.

**M. Purdie:** Ce n'est pas le but que nous visons en exportant vers les États-Unis. Nous refuserions de faire une vente à ces conditions et, quoi qu'il en soit, nous avons cessé de vendre de l'essence aux acheteurs qui la revendent ensuite à des Canadiens.

**Le président:** Quelles preuves avez-vous obtenues?

**M. Purdie:** Nous avons des preuves dans le cas d'un camion.

**Le président:** En Saskatchewan?

**M. Purdie:** Oui.

**Le président:** Je cède maintenant la parole au sénateur Kenny.

**Le sénateur Kenny:** Je tiens à remercier les témoins de nous avoir fourni tous ces documents qui nous seront fort utiles. Nous les avons malheureusement reçus trop tard pour les étudier à fond.

J'aimerais dire quelques mots au sujet des commentaires du sénateur Hays concernant le pétrole que vous achetez à Esso Ressources. A combien s'élèvent les montants que vous versez pour acheter ce produit, comparativement à vos ventes de pétrole à d'autres raffineries?

Si je comprends bien, vous achetez tout le pétrole qu'Esso Ressources produit. Vous en utilisez une certaine partie et vous

[Text]

is sold elsewhere because it does not fit your refining mix at that particular period of time.

How do the prices for products you use compare with prices for a similar product that goes to another refiner?

**Mr. Thomson:** They are exactly the same.

**Senator Kenny:** You said that the process is open and monitored. Are these prices publicly posted? Can people follow them?

**Mr. Thomson:** Yes, the prices are published in a price list. That price list is available to anyone who asks for it. If someone asks for a copy of it, they are placed on the mailing list.

**Senator Kenny:** Can you explain to the committee, Mr. Thomson, why retail prices appear to have dropped faster in the United States than they have in Canada, discounting the differences in the taxation régime?

**Mr. Purdie:** There are couple of reasons why we feel this has been the case, Mr. Chairman. One of those reasons gets a little complex, and I do not want to bore the members of the committee, but I can say that in the United States they use a different accounting system from the one we use in Canada, a LIFO accounting system versus our FIFO approach. So, there is much more responsive action to changes in the cost of raw material in those markets.

The other key reason would relate to the structural nature of the market in terms of its size, the length of the supply lines and the variety of distribution systems available to serve the different markets in the United States. These, together, have created the phenomena of a product price level in the United States responding in reaching lower levels more quickly than would be the case in Canada.

**Senator Kenny:** I am a little confused in terms of how you price inventories. When the price drops in a free-market system, why should not oil in the system drop to meet the competition as that happens?

I understand the argument that you bought it at a higher price and you want to move it out at a higher price, and that is a reasonable position to have if you control a market, but if you have a competitive system, why should the prices of inventory not drop as costs are going down?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, perhaps the simple answer is that under the accepted accounting rules and the income tax laws of Canada the inventory valuation on the FIFO basis is, basically, the cost that went into inventory in the beginning. However, we also have to look at whether the price realization available to us is less than our inventory cost, in which case we would take a write-down of our inventories. Again, this would impact on profits.

In the first quarter we did take a small write-down on some propane inventories where the market price at that time was less than the cost that went into inventory; on other products that was not necessary. We noted, on our financial statements released at the end of the first quarter, that there was some potential that that might occur in the second quarter more generally than it had in the first; but at this time that impair-

[Traduction]

vendez le reste parce que vous ne pouvez l'utiliser à ce moment précis.

Quel est le prix du pétrole que vous utilisez comparativement au prix du pétrole que vous vendez à une autre raffinerie?

**M. Thomson:** Ce prix est exactement le même.

**Le sénateur Kenny:** Vous avez dit que le processus se déroule au grand jour et est surveillé. Ces prix sont-ils annoncés publiquement? Peut-on les obtenir?

**M. Thomson:** Les prix sont effectivement annoncés dans une liste de prix qu'il est possible d'obtenir sur demande. Les noms des personnes qui veulent en obtenir un exemplaire sont inscrits sur une liste d'envoi.

**Le sénateur Kenny:** Pourriez-vous dire au Comité pourquoi le prix de vente au détail semble avoir chuté plus rapidement aux États-Unis qu'au Canada, abstraction faite des différences dans le régime de taxation?

**M. Purdie:** Il y a plusieurs raisons à cela, monsieur le président. Elles sont assez difficiles à expliquer, et je ne veux pas vous ennuyer avec cela. Je puis toutefois vous dire que le système comptable américain, appelé DEPS, est différent du système comptable canadien, appelé FIPEPSFO. Le marché américain est donc beaucoup plus sensible aux changements que subit le coût du pétrole brut.

IL y a une autre raison importante, à savoir la nature structurelle du marché en termes de taille, de longueur des réseaux d'approvisionnement et de variété des systèmes de distribution en mesure de servir les différents marchés américains. C'est la raison pour laquelle le prix de l'essence aux États-Unis peut être réduit plus rapidement qu'au Canada.

**Le sénateur Kenny:** Je ne comprends pas très bien comment vous établissez le prix des stocks. Lorsque les prix baissent sur un marché libre pourquoi le prix du pétrole ne diminue-t-il pas pour soutenir la concurrence?

Je comprends que si vous achetez le pétrole à un prix élevé, vous voulez le revendre à un prix encore plus élevé. C'est tout à fait normal si vous contrôlez un marché. Mais dans un système concurrentiel, pourquoi le prix des stocks ne diminuerait-il pas au fur et à mesure que les coûts baissent?

**M. Thomson:** Monsieur le Président, je répondrai simplement à ceci qu'en vertu des principes comptables généralement acceptés et des lois de l'impôt sur le revenu du Canada, l'évaluation des stocks d'après le système comptable PEPS est fondé sur le coût des stocks initiaux. Toutefois, nous devons également nous demander si le prix réalisé est inférieur au coût des stocks. Cela aurait des répercussions sur les profits.

Au cours du premier trimestre, nous avons légèrement réduit la valeur d'une partie de nos stocks de gaz propane parce que le prix de vente à cette époque était inférieur au prix d'achat de ces stocks. Nous avons pu l'éviter pour d'autres produits. Nous avons mentionné dans les états financiers que nous avons rendu publics à la fin du premier trimestre que la situation pourrait se répéter au cours du deuxième trimestre. Toutefois,

[Text]

ment test does not show that we need to take further write-downs—or up until the end of the first quarter it had not indicated that further write-downs were necessary.

**Senator Kenny:** Could you explain “rack pricing” to me?

**Mr. Purdie:** Rack pricing is a system in which the supplier posts a price at which he is willing to sell, at the refinery or major terminal, to buyers specified quantities under contract of products for lifting at that point in the system.

The pricing structure then moves from that point to attempt to establish price levels—as you move through the various channels of distribution to various end markets—prices that reflect the value of the additional services provided in moving ahead through that system. In the end the markets determine what the price level will be in the various areas and in the various markets, but, certainly the rack pricing system is one that attempts to reflect the value added in the system beyond that basic rack selling point in the system.

**Senator Kenny:** How does it differ from the previous system you had?

**Mr. Purdie:** The previous system might be characterized as more a cost plus type of system, under a regulated environment, where posted prices were basically built from cost to raw material that was regulated and attempted to determine what the cost might be in the rest of the system in moving products through to a variety of markets, and what kind of return level might be deemed reasonable for the average participant moving products through to those markets and, at that point, struck a posted price that would reflect a suggested retail price. Then market conditions, again, were the real determinant of what the price level would be, and various other methods would be required to discount away from that posted price structure to actually find the competitive market compelled selling price for the different market segments.

**Senator Hays:** Could I ask for a little elaboration on that? Is there an interface between the vendor, the refiner, and his potential customer? I mean you are guessing at what you have to price your product at to be competitive to secure that customer group that you price on a rack basis for a large volume; is there an interface between you and that customer? Do you talk to him? Do you haggle?

**Mr. Purdie:** There is continuous contact with the full range of customers at various levels in the distribution system, and if customers feel our prices are not competitive, they certainly tell us very clearly and very promptly, as well as telling us that they will take their business elsewhere if the prices are not competitive.

**Senator Hays:** Is there a set weight that you give to those inputs, or do they vary depending upon what other factors go into pricing, one of which, of course, is raw materials, and so on?

**Mr. Purdie:** Well, obviously the most critical determinant is whether you can make the sale or not make the sale.

[Traduction]

pour l'instant, rien ne permet de croire que nous devons faire d'autres réductions. De toute façon, ce n'est qu'à la fin du premier trimestre que nous avons constaté qu'il fallait faire des réductions.

**Le sénateur Kenny:** Pourriez-vous m'expliquer ce qu'est la tarification «rampe de chargement»?

**M. Purdie:** Il s'agit d'un système en vertu duquel le fournisseur consent à afficher à la raffinerie ou dans un important terminal le prix auquel il est prêt à vendre des quantités précises dont livraison doit être prise à cette étape du système.

Car la suite, ce prix est modifié, à mesure que l'on progresse à travers les différents réseaux de distribution et marchés finals, pour refléter la valeur des services supplémentaires qui ont été fournis à chaque étape. A la fin, les marchés établissent le prix approprié pour chaque secteur et marché. Le système de tarification «rampe de chargement» tente de refléter la valeur ajoutée au-delà du simple point de vente à la rampe de chargement.

**Le sénateur Kenny:** Quelle est la différence avec l'ancien système?

**M. Purdie:** L'ancien système était surtout fondé sur les coûts, dans un environnement réglementé. Les prix annoncés étaient essentiellement fondés sur le prix des matières premières. On tentait ensuite de déterminer quel serait le coût dans le reste du système pour acheminer le produit sur les différents marchés, et le niveau de profit jugé raisonnable pour le participant moyen chargé de le distribuer. A ce moment, on s'entendait sur un prix qui reflétait le prix de détail suggéré. Les conditions sur le marché étaient alors le véritable élément déterminant du niveau des prix, et diverses autres méthodes étaient alors nécessaires pour trouver le prix de vente véritablement compétitif pour les différents segments du marché.

**Le sénateur Hays:** J'aimerais avoir des explications un peu plus claires à ce sujet. Y a-t-il un lien entre le vendeur, le raffineur et le client éventuel? Vous tentez de fixer un prix que vous jugez concurrentiel pour ce groupe client. Avez-vous des contacts avec ce client? Lui parlez-vous? Marchandez-vous?

**M. Purdie:** Nous demeurons en contact avec tous nos clients, à toutes les étapes du réseau de distribution. Si nos clients estiment que nos prix ne sont pas compétitifs, ils nous le disent rapidement, et nous font comprendre qu'ils s'adresseront ailleurs si nous ne remédions pas à la situation.

**Le sénateur Hays:** Accordez-vous une importance réelle à ces réactions ou tenez-vous compte d'autres facteurs comme le prix des matières premières, et ainsi de suite?

**M. Purdie:** De toute évidence, l'élément le plus déterminant est la question de savoir si on peut ou non réaliser une vente.



[Text]

**Senator Kenny:** How do you respond to the suggestion that rack pricing is really a new technique for refiners to keep prices high?

**Mr. Purdie:** My reaction would be that, looking at the nature of our industry on an international basis, our former system was probably the novel one. What we have today is more reflective of the way the industry functions.

**Senator Kenny:** The suggestion is that a refiner with few competitors, by announcing a high price publicly, gives other refiners an opportunity to move up to that price and to maintain that price.

**Mr. Penrose:** The facts show that this is not the case. Although an open pricing system is quite a legal system, quite a satisfactory system, when you look at what has actually happened in the marketplace since we made available our rack pricing prices to the public, we have seen those prices decrease over a period of time—we have also seen them increase—and they respond, very closely to, as Mr. Purdie said, international market forces, for example, in eastern Canada, and other forces that take place in western Canada. I think you can see, if you look at the data, that there is no price leadership in effect taking place as a result of that. Each refiner has to remain competitive, and in our contracts, as Mr. Purdie mentioned with supply to resellers, we know we will lose the business very quickly if we are not competitive. There are seven-day to fifteen-day price reopeners in those contracts and if you are not on the mark you will not supply it.

**Senator Kenny:** The suggestion is that there is not, in fact, a free market for the product, and, while it would be illegal for executives of one company to call up another company on the telephone and to do it privately and in secret, the same effect is achieved simply by having one company announce it publicly and have the others then move to that price. Is that really a silly suggestion?

**Mr. Thomson:** I would not label it a "silly suggestion." I would point you, though, to the situation in retail gasoline pricing where I think the consumer is very well served in those instances where the price that is available at that service station is publicly posted, because then the consumer has the ability to shop around. It is really the intent of the so-called "rack pricing system" to get prices out in the open so people can make the kinds of comparisons that, indeed, they need to make in the buying decision. As you go from the rack to the large volume unbranded sales through the various channels of distribution and sale where there is value added, the customer also will want to assess the other attributes of buying product from a company, including credit availability, technical service and those kinds of matters. The decision is not always made on price alone but, certainly, a more visible and open pricing system, I think, is pro-competitive and is right for this industry at this time.

**Senator Kenny:** On the face of it I agree with what you are saying. What concerns me is the faster drop that we have seen in the United States at the retail level than we have seen here.

[Traduction]

**Le sénateur Kenny:** Comment réagissez-vous à l'affirmation selon laquelle la tarification «rampe de chargement» est en réalité une nouvelle technique qu'emploient les raffineurs pour garder les prix élevés?

**M. Purdie:** Si l'on prend en considération la nature de l'industrie pétrolière à l'échelle internationale, le système que nous avions auparavant était probablement vraiment nouveau. Le système que nous avons aujourd'hui est davantage conforme à la façon dont l'industrie fonctionne.

**Le sénateur Kenny:** Selon certains, un raffineur qui a quelques concurrents seulement et qui annonce un prix élevé donne aux autres raffineurs l'occasion de majorer leur prix.

**M. Penrose:** Tel n'est pas le cas. Un système de tarification ouvert est tout à fait légal et satisfaisant. Si l'on regarde comment la situation a évolué depuis que le nouveau système est en vigueur, on s'aperçoit que les prix ont tout à tour baissé et augmenté, parce qu'ils réagissent, comme l'a dit M. Purdie, aux forces commerciales internationales dans l'est du Canada et à d'autres forces dans l'ouest du Canada. Si l'on examine les données, on constate qu'il n'en résulte aucun effet d'entraînement sur les prix. Chaque raffineur doit demeurer compétitif, et nous savons fort bien que si nous ne le sommes pas, nous perdrons très rapidement des clients. Dans les contrats que nous signons avec les revendeurs, il y a une clause prévoyant la révision des prix durant une période de 7 à 15 jours. Si vous n'êtes pas compétitif, vous perdez le contrat.

**Le sénateur Kenny:** En réalité, il n'y a pas de marché libre pour ce produit. Bien qu'il est illégal pour les dirigeants d'une société de communiquer par téléphone avec les dirigeants d'une société concurrente et de s'entendre en privé sur un prix on obtient exactement le même résultat lorsqu'une compagnie annonce publiquement qu'elle augmente son prix et que toutes les autres décident de faire pareillement. Est-ce une suggestion idiote?

**M. Thomson:** Non, je ne crois pas. Je tiens toutefois à vous rappeler qu'en ce qui concerne la tarification de l'essence, le consommateur est très avantage lorsqu'il les prix sont affichés à la station-service, parce qu'il peut alors comparer les prix. C'est le but véritable de la tarification «rampe de chargement». Nous voulons que les prix soient connus afin que les acheteurs puissent faire les comparaisons nécessaires avant de prendre une décision. A mesure que le pétrole quitte la rampe de chargement pour franchir les diverses étapes de la distribution et de la vente, sa valeur augmente, et le client veut évaluer les autres avantages que comporte l'achat du produit d'une société donnée, notamment la disponibilité du crédit, la prestation de services techniques et d'autres aspects. Sa décision n'est pas toujours fondée sur le prix, mais il ne fait aucun doute qu'un système de tarification plus visible et plus ouvert favorise la concurrence et est approprié pour l'industrie à l'heure actuelle.

**Le sénateur Kenny:** A première vue, je suis d'accord avec ce que vous dites. Il n'en demeure pas moins que les prix de détail

**[Text]**

This committee is trying to ascertain what factors may have caused that.

One of the factors we see is that in the United States they can choose between a dozen or so different refiners, whereas here we have only four. We also see in the United States a distribution system that seems to be more extensive and offers more opportunities to move product around and to, in fact, have competitive forces come into play. Here in Canada we see a less effective distribution system. That leads to a suspicion, in fact, that we do not have as good a market as we should have and that consumers are paying a higher price than they might otherwise pay.

**Mr. Penrose:** This whole issue has received extensive scrutiny by the Restrictive Trade Practices Commission over the last three years, including a most recent hearing last October on the issue of rack pricing.

There is no doubt that Canada is a smaller market. It is spread 3,000 miles or so wide and very thin. When you look at the actual markets and distribution systems which exist, I do not believe you will find them to be inefficient; in fact, on the contrary, they are very efficient. The fact that there are fewer competitors in Canada versus the United States, I do not believe, has any implications with respect to competition. Competition has been very severe. Over three years of attending about 90 per cent of these hearings, it seem to me that there was a great deal of evidence demonstrating very competitive markets. In fact, in my opinion there was no evidence showing that there was any anti-competitive activities taking place.

The submission with which we have provided you was subject to cross-examination and the information we have provided in that submission stood on its own merits very well, I believe. Of course, we will be interested in hearing the findings of those hearings when the commission presents its report, hopefully, in the near future.

I think that just because we have a smaller number of competitors does not mean the industry is not competitive.

**Mr. Purdie:** In addition to the four national large suppliers, I believe there are eight more refiners supplying products in various amounts in varying locations across the country. Some of them are quite significant regional suppliers and marketers having a large influence on the competitive nature of those markets.

**The Chairman:** I should like to go back to the subject of rack pricing. You mentioned contract buyers and the fact that if the contract buyer does not like haggling, he will go somewhere else. Where does he go and does the contract he has with you permit him to go?

**Mr. Purdie:** Yes.

**The Chairman:** And can he come back?

**Mr. Purdie:** Yes.

**The Chairman:** Can he sell the product anywhere he wants to at any price?

**[Traduction]**

baissent plus vite aux États-Unis qu'au Canada. Le Comité cherche à connaître les facteurs qui causent cette situation.

Nous pensons que la chute plus rapide des prix de détail aux États-Unis est en partie attribuable au fait qu'il y a une douzaine de raffineurs américains, comparativement à seulement quatre au Canada. D'autre part, le réseau de distribution américain semble être plus vaste et offrir plus de possibilités de déplacement du produit et semble, en fait, favoriser la concurrence. Au Canada, le réseau de distribution semble moins efficace. C'est ce qui nous amène à croire que le marché canadien n'est pas aussi bon qu'il le devrait et que les consommateurs paient un prix trop élevé.

**M. Penrose:** La question a été examinée à fond au cours des trois dernières années par la Commission sur les pratiques restrictives commerciales, qui a même tenu des audiences en octobre dernier sur la tarification «rampe de chargement».

Il ne fait aucun doute que le marché canadien est limité. Il s'étend sur une étroite bande de terre de 3,000 milles de long. Si l'on regarde les marchés et les réseaux de distributions existants, on s'aperçoit qu'ils sont très efficaces. Je ne crois pas que le nombre restreints de raffineurs au Canada influe sur la concurrence, qui demeure féroce. Pendant trois ans, j'ai assisté à la plupart des audiences de la Commission, et il m'a semblé qu'il y avait de nombreux éléments de preuve confirmant l'existence d'un marché très concurrentiel. A mon avis, rien ne permet d'établir que se sont produites des activités non concurrentielles.

Le mémoire que nous avons remis a fait l'objet d'un examen approfondi, et je crois qu'on a reconnu le bien-fondé des renseignements qu'il contient. Bien entendu, nous attendons avec impatience de connaître les conclusions de la Commission qui déposera sous peu son rapport, du moins je l'espère.

Le fait qu'il n'y ait pas beaucoup de concurrents au Canada ne signifie pas nécessairement que l'industrie n'est pas concurrentielle.

**M. Purdie:** Outre les quatre grands fournisseurs nationaux, il y a huit autres raffineurs qui approvisionnent différentes régions du Canada. Certains d'entre eux sont des fournisseurs et des vendeurs régionaux assez importants qui exercent une grande influence sur ces marchés, du point de vue concurrentiel.

**Le président:** J'aimerais revenir à la tarification «rampe de chargement». Vous avez parlé des acheteurs liés par contrat à votre compagnie et vous avez dit que s'ils n'aiment pas marchander, ils iront ailleurs. Où vont-ils, et le contrat qui les lie à votre compagnie leur permet-il d'agir ainsi?

**M. Purdie:** Oui.

**Le président:** Et peuvent-ils revenir?

**M. Purdie:** Oui.

**Le président:** Peuvent-ils revendre le produit à quelqu'un d'autre, à n'importe quel prix?

[Text]

**Mr. Purdie:** After purchasing from us the retail decision is his. We are talking about the rack buyers.

**The Chairman:** Can a retail outlet sell at any price. I am speaking about your lessee dealers.

**Mr. Purdie:** We have a variety of ways in which we operate our retail facilities. Our Esso dealers who purchase from us at an "Esso dealer" price then determine at what price they will sell that product. That decision is exclusively theirs to make.

**The Chairman:** Does he not receive orders from your head office regarding what he must set his price at on a particular day?

**Mr. Purdie:** The dealers who are buying at our Esso dealer price receive no such direction. We have gone through, in this past six to nine months, a process of removing a lot of those dealers from the so-called "consignment method of selling" to the arrangement where they are purchasing at an Esso dealer price and then reselling at prices they determine.

At the same time, we have other arrangements with retailers which have them continuing to act in an agent capacity for Esso. Then, in that capacity, Esso can determine at what level the price should be posted.

There are other sites in the Esso service station network where we are, in fact, the operator ourselves and, of course, we determine what retail price level we will set at our stations.

**The Chairman:** Is it the decision, say this morning, of an Esso dealer to raise the price half a cent his own decision? Why is it within an hour other stations follow?

**Mr. Purdie:** Certainly, the price may move in an upward direction.

**The Chairman:** It may also move in a downward direction.

**Mr. Purdie:** Downward is much easier to understand because of the very competitive nature of this market. My experience would suggest that a corner with four service stations, one being out of line with the other three with a lower price, is quickly going to see a substantial increase in that one's sales. The other three have the choice of moving to match or forgoing sales.

Moving in the upward direction, of course, is the decision of every operator and if one felt that prices were at a level that was not satisfactory, then one would conclude that one would want to improve them to a more satisfactory level as quickly as one could.

**The Chairman:** We have heard evidence, and perhaps you have seen it, that the dealer receives instructions from head office to bump the price on a particular day, and that everyone follows. This happens particularly on a long weekend; the dealer is told to raise the price a little bit by the weekend and suddenly everyone on the block follows suit. Does that happen?

[Traduction]

**M. Purdie:** Une fois que le marché est conclu, c'est à eux qu'il incombe de prendre une décision quant au prix de détail. Nous sommes en train de parler des acheteurs à la rampe de chargement.

**Le président:** Un point de vente au détail peut-il fixer n'importe quel prix. Je fais allusion à vos détaillants.

**M. Purdie:** Divers mécanismes régissent le fonctionnement de nos points de vente au détail. Les détaillants Esso qui achètent de l'essence chez nous sont libres de fixer le prix qu'ils veulent.

**Le président:** Ne reçoit-il pas des instructions du siège social quant au prix à adopter pour tel ou tel jour?

**M. Purdie:** Ceux qui achètent au tarif Esso pour détaillants ne reçoivent aucune instruction en ce sens. Au cours des six ou neuf derniers mois, nous avons amené beaucoup des détaillants qui faisaient la «vente en consignment» acheter plutôt leur essence au tarif Esso pour détaillants, de manière à pouvoir la revendre au prix qu'ils déterminent eux-mêmes.

D'autres détaillants continuent, par contre, à être des agents d'Esso. Leur prix de vente est donc celui fixé par Esso.

Le réseau Esso comprend également un certain nombre de stations-service que nous exploitons nous mêmes et où nous fixons nous-mêmes, bien sûr, le prix de vente au détail.

**Le président:** Le détaillant Esso qui décide un beau matin de majorer son prix d'un demi-cent le fait-il de son propre chef? Pourquoi alors les autres détaillants relèvent-ils aussitôt leur prix?

**M. Purdie:** Bien sûr, le prix peut augmenter.

**Le président:** Il peut aussi diminuer.

**M. Purdie:** Il est bien plus facile de comprendre les diminutions de prix étant donné la nature très compétitive du marché. D'après mon expérience, je dirais que, quand on a quatre stations service à une intersection, dont une qui demande un prix moins élevé que les trois autres, celle-ci ne tarde pas à voir augmenter considérablement son volume de ventes. Les trois autres ont alors la possibilité soit de baisser leur prix à un niveau correspondant ou de renoncer à des ventes.

Tout accroissement du prix est, bien sûr, la décision de l'exploitant. Quand celui-ci estime que les prix ne sont pas suffisamment élevés, il conclut à la nécessité de les porter le plus rapidement possible à un niveau plus acceptable.

**Le président:** On nous a dit, et peut-être avez-vous eu l'occasion de le voir vous-même, que le détaillant reçoit du siège social l'ordre de majorer son prix un jour donné, et que tout le monde emboîte le pas. Cela se produit plus souvent qu'autrement en prévision d'une longue fin de semaine; le détaillant reçoit l'ordre d'accroître petit à petit son prix jusqu'à la fin de semaine, et soudain tout le monde aux alentours fait de même. Est-ce ainsi que les choses se passent?



[Text]

**Mr. Purdie:** You are likely referring to, in our instance, conditions before we moved to the system we are now describing, which is an Esso dealer buying price where those dealers, as I have indicated, make their own price decisions. We are not in that mode of operation any longer, other than, as I said, where we operate the site directly or where an agent operates it on our behalf. Then we might very well choose to raise the price or advise the agent to raise the price to see what happens. We will not advise the Esso dealer buying at an Esso dealer price to raise his price.

**Senator Kenny:** I believe you described three classes of dealers. Could you tell me what percentages they would fall into?

**Mr. Purdie:** I can give you some figures off the top of my head and perhaps I could describe it to you in terms of the number of outlets in our system. The large majority of sites are Esso-dealer sites where the dealer is buying at the wholesale price we determine. Next would be those who are operating Esso sites on an agency basis. Lastly, which number something fewer than 100 of our 3,000 retail sites, are those that we actually operate ourselves, directly. I would say that the agency-operated sites are probably 400 in number across Canada.

**Senator Kenny:** Do you have data to indicate how the pricing would vary between those three classes?

**Mr. Purdie:** I do not have it with me. We could certainly determine that data, however. You are talking about the pump price?

**Senator Kenny:** Yes. Would there be a significant difference over time between the three classes of dealer?

**Mr. Purdie:** There could be differences, but within any given market trading area, I would be very surprised if there were wide differences. I say that for the same reasons I indicated earlier; that is, if you are priced very differently from your competition in any market, it simply puts you in a non-competitive position.

**The Chairman:** The three classes were the Esso operated, the Esso dealers and the Esso site agencies, is that correct?

**Mr. Purdie:** Yes.

**The Chairman:** Into what class does a lessee dealer fall? Would he be considered an Esso dealer?

**Mr. Purdie:** The lessee is generally leasing a site that Esso owns, and he may then operate it in one of two ways, as an agent or as a dealer. As a dealer, he is buying product from us and then setting his own retail prices. As an agent, he is simply providing the service; that is, dispensing the gasoline at that site and receiving payment for doing so.

**The Chairman:** In that case, you control the price?

**Mr. Purdie:** Yes, in those locations we do.

**The Chairman:** If your business raised the price on your 100 operating stations, it would have no control over the other outlets in that city?

[Traduction]

**M. Purdie:** Vous voulez sans doute parler, en ce qui nous concerne, de la situation qui existait avant que nous n'adoptions la tarification pour détaillants que je vous ai décrite, laquelle permet aux détaillants, comme je vous l'ai indiqué, d'établir leur prix eux mêmes. Or, cette situation n'existe plus, sauf pour les stations-service que nous exploitons directement ou qu'un agent exploite en notre nom. Dans ces deux cas, nous pourrions très bien décider d'augmenter le prix ou de donner à l'agent l'ordre de l'augmenter pour voir ce qui se produirait. Nous ne demanderons toutefois pas au détaillant Esso qui achète son essence au tarif Esso pour détaillants d'augmenter son prix.

**Le sénateur Kenny:** Je crois que vous avez parlé de trois catégories de détaillants. Pourriez-vous me dire quel est le pourcentage de détaillants dans chaque catégorie?

**M. Purdie:** Je puis vous citer des chiffres comme ça, peut-être en fonction du nombre de postes d'essence dans notre réseau. La vaste majorité des postes Esso sont exploités par des détaillants qui achètent au prix du gros fixé par Esso. Puis, il y a les postes exploités par des agents d'Esso. Enfin, sur nos 3000 postes de vente au détail, il y en a un peu moins de 100 que nous exploitons nous-mêmes directement. Je dirais que, dans tout le Canada, il y a probablement 400 postes exploités par des agents.

**Le sénateur Kenny:** Avez-vous des données sur la structure des prix qui s'appliquent à chacune de ces trois catégories?

**M. Purdie:** Je n'ai pas ces données en main, mais nous pourrions certainement les obtenir. Vous voulez parler du prix à la pompe?

**Le sénateur Kenny:** Oui. Y aurait-il sur une certaine période des écarts importants entre les trois catégories de détaillants?

**M. Purdie:** Il pourrait y avoir des écarts, mais je serais très surpris qu'ils soient très importants dans une zone donnée. Si je dis cela, c'est pour les mêmes raisons que tantôt; c'est-à-dire, quand on adopte un prix très différent de ses concurrents dans une région donnée, on n'est tout simplement pas concurrentiel.

**Le président:** Les trois catégories sont les postes exploités par Esso, ceux qui sont exploités par des détaillants Esso et ceux qui sont exploités par des agents d'Esso, n'est-ce pas?

**M. Purdie:** Oui.

**Le président:** A quelle catégorie appartient le détaillant qui a un contrat de location à long terme? Est-il considéré comme un détaillant Esso?

**M. Purdie:** Il s'agit généralement de postes qui appartiennent à Esso et que le locataire peut exploiter à titre d'agent ou de détaillant. En tant que détaillant, il achète l'essence à Esso et il la revend au prix qu'il fixe lui-même. En tant qu'agent, il ne fait que fournir un service; c'est-à-dire, qu'il assure le service à la pompe contre paiement.

**Le président:** Auquel cas c'est vous qui décidez du prix?

**M. Purdie:** Pour ce type d'exploitation, oui.

**Le président:** Si vous décidiez de majorer les prix à la centaine de stations que vous exploitez directement, vous n'auriez

[Text]

**Mr. Purdie:** That is true. The Esso dealers in that market determine their own prices.

**The Chairman:** They could undersell you and you would have no control over it?

**Mr. Purdie:** That is true.

**Senator Hays:** While we are on the subject of pricing, I note that your annual report states that returns in 1985 were less than satisfactory because of the intensity of competition. You have moved from the old pricing to the new pricing. Do you see that it will become less intensely competitive or do you see this as a continuing trend towards a higher and higher degree of intensity? This issue has a very high profile in the media, and I would think that it will get a higher one. Is there something you can do to address your problem?

**Mr. Thomson:** The pricing system, in my view, might impact upon competition in that, if customers believe that that system is better for them and want to deal with us, then so be it. That might elicit some kind of response from my competitors, I do not know. Over all, the system is more efficient for us, and we think it is more efficient for our customers. Generally, the system is simply intended to be a better, more competitive one. If that is the result, if the future sees competition in exactly the same way we have had it in the past and our returns continue to be low, my judgment would be that there would be no connection between that result and our going to a rack pricing system.

**Senator Hays:** The illustration on item 12 shows the return to Esso and compares two days, January 9, 1986, and April 17, 1986. Can you confirm that those two days are indicative of a trend? If this were depicted in the form of a graph, would those two days be representative or are they sharply different from what we would see if we could examine the whole year to date?

**Mr. Thomson:** I do not have the data in front of me for all of the intervening days. We chose those two days as being reasonably illustrative, and my expectation is that the intervening data would indicate a more or less straight line relationship; that is, the further you stand back from it, the more it looks like a straight line.

**Senator Hays:** Keeping that data in mind and referring back to your brief, at the top of page 6 was the statement that, to some degree, raw material costs affect the price of product. Could you give us a little more information on that? In particular, I would be interested in whether you could prioritize the various factors involved in cost. You have illustrated them here in the information under section 12. How important is the raw material cost? The history must tell us something about how big a factor raw material cost is in relation to the other factors.

[Traduction]

alors rien à dire quant au prix demandé par les autres postes d'essence dans la même ville?

**M. Purdie:** C'est juste. Les détaillants Esso de la région déterminent eux-mêmes leur prix.

**Le président:** Ils pourraient donc vendre moins cher que vous, et vous n'auriez rien à dire?

**M. Purdie:** En effet.

**Le sénateur Hays:** A propos de tarification, je constate que, dans votre rapport annuel, vous indiquez que le rendement pour 1985 laisse à désirer à cause de l'intensité de la concurrence. Or, vous venez d'adopter une nouvelle structure de prix. Prévoyez-vous que la concurrence deviendra moins intense ou de plus en plus acharnée? Cette question reçoit beaucoup d'attention dans les médias, et j'estime qu'elle en recevra encore davantage. Entrevoyez-vous une solution à votre problème?

**M. Thomson:** La nouvelle tarification pourrait, à mon avis, influencer sur la concurrence, en ce sens que les consommateurs pourraient y voir un avantage et décider de faire affaire avec nous. Cela pourrait entraîner une réaction quelconque de la part de nos concurrents, je ne sais pas. Somme toute, la nouvelle tarification répond mieux à nos besoins, et nous croyons qu'elle répond mieux aussi aux besoins de nos clients. De façon générale, nous avons tout simplement voulu adopter une structure plus efficace et plus concurrentielle. Si les résultats de la concurrence sont exactement les mêmes que par le passé et que notre rendement continue à être faible, je ne pense pas pour ma part que cela nous inciterait à adopter une tarification basée sur le prix rampe de chargement.

**Le sénateur Hays:** L'illustration qui figure au point 12 indique le rendement pour Esso et compare les résultats obtenus pour deux jours, soit le 9 janvier et le 17 avril 1986. Pouvez-vous nous confirmer que ces deux jours sont représentatifs d'une tendance? Si les résultats pour les deux jours en question étaient présentés sous forme de graphique, seraient-ils représentatifs ou seraient-ils très différents des résultats pour l'ensemble de l'année?

**M. Thomson:** Je n'ai pas devant moi les données pour toute la période entre les deux jours en question. Nous avons choisi ces deux jours comme étant assez représentatifs, et il me semble que les données pour l'intervalle entre les deux permettraient de tirer une ligne à peu près droite; c'est-à-dire que, plus on prendrait de recul, plus les données se situeraient en ligne droite.

**Le sénateur Hays:** Cela dit, je vous demanderais de vous reporter au haut de la page 6 de votre mémoire, où vous indiquez que, dans une certaine mesure, le coût des matières premières influe sur le prix du produit final. Pourriez-vous nous donner un peu plus de renseignements à ce sujet? Je voudrais notamment savoir si vous êtes en mesure d'indiquer l'importance relative des divers facteurs qui influent sur le coût. Vous les avez décrits dans les données présentées à la section 12. Quelle est l'incidence du coût des matières premières? L'expérience doit permettre de déterminer l'importance de ce facteur par rapport aux autres.

[Text]

**Mr. Thomson:** Raw material cost, over the longer period of time, certainly sets the direction for the product prices. There is no question of that. Certainly, when you are dealing with a business where raw material costs make up such a significant portion of the cost of supply, and in a situation where all competitors have pretty much the same raw material costs, the impact of changes in those costs must have a significant longer term impact on the market price.

**Senator Hays:** Would it be fair to say that it is the most important factor?

**Mr. Thomson:** In a period of time when raw material costs are being halved, as we have recently seen, or more than halved, they have to be the biggest single factor. In other periods of time, however, where raw material costs go up by much smaller fractions, they are not necessarily the largest factor that one weighs in one's assessments.

**Senator Hays:** What are the other variables in the costs that would figure in your statement that it is not just crude prices that are driving the retail price?

**Mr. Thomson:** There is an enormous number of categories that I could lay before you. Let me try to give some simpler categories. Obviously, first among them would be the transportation costs from the wellhead to the refinery; secondly, the cost to convert the crude oil into saleable products, the refining process. That is certainly a high capital cost and high operating cost proposition. There are then the costs involved in distributing the product from the refineries to the major terminals and from the major terminals to the multiplicity of customers and service stations that we serve. Overlaying that process is the cost of marketing our products, which includes the selling process that we were talking about earlier, technical services, credit, accounting costs and all of that sort of thing—costs which, in our system on a cash basis, are somewhat in excess of 8 cents per litre, over all.

**Senator Hays:** Are the refinery costs moving significantly now? I asked you about this earlier in terms of capacity and how that affected costs, and I realize that we cannot get into great detail on that point, but is it a big variable now in the current environment?

**Mr. Thomson:** It is a very large cost and certainly very significant in our total system; and over time there have been cost increases as the intensity of the refining process has increased as a result of needing more highly refined products in the marketplace. I am thinking particularly in terms of lead free gasoline, for example, which costs a lot more to produce than leaded gasoline. In the past few years the cost of refining has been held down by technological improvements, but it certainly has not been flat; it has been on the increase. If you are looking for significance, then, if you consider that on all that we sold last year we made a half cent per litre, costs in the order of eight cents or nine cents for the refining and marketing process are very significant, and a very key proportion of

[Traduction]

**M. Thomson:** Certes, le coût des matières premières influe à long terme sur l'évolution des prix. Cela ne fait aucun doute. Il va sans dire que, dans un secteur où le coût des matières premières constitue une part aussi importante du coût des approvisionnements, et où il est à peu près le même pour tous les compétiteurs, on constate forcément une importante incidence à long terme sur le prix du marché.

**Le sénateur Hays:** Peut-on dire qu'il s'agit du facteur le plus important?

**M. Thomson:** A une époque où le coût des matières premières est réduit de moitié, comme nous l'avons vu dernièrement, ou de plus de la moitié, il s'agit bien sûr du facteur le plus important. A d'autres moments, cependant, quand le pourcentage d'augmentation est beaucoup plus faible, le coût des matières premières n'est pas nécessairement le facteur le plus important dont il faille tenir compte.

**Le sénateur Hays:** Quelles sont les autres variables qui influent sur les coûts et auxquelles vous avez fait allusion en disant que le prix du brut n'est pas le seul facteur qui a une incidence sur le prix au détail?

**M. Thomson:** Je pourrais vous parler d'un grand nombre de facteurs. Permettez-moi de vous en citer quelques-uns parmi les plus évidents. Le premier serait bien sûr le coût du transport de la tête de puits à la raffinerie, et le deuxième, le coût de la transformation du brut en produits commerciaux, c'est-à-dire du raffinage. A coup sûr, cela entraîne un coût en capital élevé et des dépenses d'exploitation élevées. Puis, il y a les dépenses engagées pour amener le produit de la raffinerie aux grands terminus, et des grands terminus aux nombreux clients et stations-service que nous desservons. Entrent aussi en ligne de compte les dépenses engagées pour assurer la commercialisation de nos produits, laquelle activité comprend notamment le processus de vente dont nous parlions tantôt, les services techniques, le crédit, la comptabilité, et j'en passe—pour l'ensemble du réseau, ces dépenses s'élèvent à un peu plus de 8 cents le litre.

**Le sénateur Hays:** Le coût du raffinage a-t-il beaucoup changé ces derniers temps? Je vous ai déjà posé cette question en ce qui concerne la capacité de production et son incidence sur les coûts, et je sais bien que nous ne pouvons l'examiner en détail, mais est-ce un facteur important dans la conjoncture actuelle?

**M. Thomson:** Il s'agit d'un élément de coût très considérable, qui a certainement une incidence majeure pour l'ensemble de notre réseau; avec le temps, le coût du raffinage a augmenté au fur et à mesure que le processus s'est intensifié de manière à répondre à la demande de produits encore plus raffinés. Je songe par exemple à l'essence sans plomb, qui entraîne les coûts de production bien plus élevés que l'essence avec plomb. Ces dernières années, les améliorations technologiques ont permis de ralentir la croissance du coût du raffinage, mais celui-ci n'est certainement pas demeuré statique; il a continué à augmenter. Pour ce qui est de l'importance des coûts, quand on considère que, sur l'ensemble de nos ventes de l'an dernier, nous avons réalisé un profit d'un demi-cent le litre, on se rend compte que des dépenses de huit ou neuf cents le litre pour le



## [Text]

the equation for us is that we look at trying to manage a profitable business.

**Mr. Penrose:** Mr. Chairman, I might add that, if you are looking for some information on what spare capacity does to costs, there are some illustrations in the submission that we made to the RTPC. I do not want you to refer to them directly. You might like to look at them later. It does show the impact—even though the figures are a few years old—of capacity utilization, as shown in part 3. You might find some information there that would be helpful.

**Senator Hays:** As a follow-up, at page 4 you say:

It is Esso's belief that over time, prices should be responsive to changes in both the costs of the seller and the purchasing preferences of the buyer.

By "purchasing preferences", could you give me an example of switching to unleaded gasoline? Is that what you are talking about there?

**Mr. Purdie:** That might be an example, but driven more, perhaps, by the technology of the automobile the consumer has than a preference per se. A preference, such as choosing to have gasoline pumped into your car, versus doing it yourself, is a significant distinction in consumer preference.

**Senator Hays:** I wish again to go back to the producer and ask you for your position on the AERCB's system of prorationing and the current problems about which consumers complain in connection with the supplementary sales program. I understand that you have a position on that. I would appreciate your elaborating on it.

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, I do not really have a position on the prorationing system—nor, really, on supplemental oil sales, since we have not been a large participant in the supplemental oil sales business. We have sold some oil to those who are in the supplemental business, but we have not participated directly in it ourselves. At issue is a system that clears all available production to the marketplace. In the absence of any logistical difficulties, such as the current capacity problems that we have seen in the Interprovincial Pipeline system, the prorationing system, from a refiner's perspective, does not get in the way of our acquiring the crude oil that we need—or certainly has not got in the way of that. So, from a refiner's perspective, I really cannot comment, nor should I take a position—or need I take a position—on prorationing. That is something that, perhaps, the upstream crude oil producers, who are existing in that system, might wish to comment on.

## [Traduction]

raffinage et la commercialisation constituent un facteur très important. Et il ne faut pas oublier dans tout cela une considération majeure, à savoir que notre but est d'assurer la rentabilité de notre entreprise.

**M. Penrose:** J'ajouterais à cela, monsieur le président, que si vous voulez des informations sur l'incidence sur les coûts d'une capacité supérieure à la production effective, vous trouverez des données à cet égard dans le document que nous avons présenté à la CPRC. Sans vous y reporter tout de suite, vous pourriez peut-être y jeter un coup d'œil plus tard. Ces données—même si elles remontent à quelques années passées—montrent l'incidence de l'utilisation de la capacité, comme vous pourriez le voir à la partie 3. Vous pourriez peut-être y trouver des renseignements utiles.

**Le sénateur Hays:** Pour faire suite à cela, vous dites à la page 4:

Esso estime que les prix devraient, avec le temps, évoluer en fonction tant des coûts du vendeur que des préférences du consommateur.

Par «préférence», voulez-vous dire par exemple le fait d'utiliser de l'essence sans plomb plutôt que de l'essence avec plomb?

**M. Purdie:** Il s'agit peut-être là d'un exemple, mais qui tient sans doute davantage à la technologie de l'automobile qu'à une préférence comme telle du consommateur. Le consommateur indique sa préférence, lorsqu'il choisit, par exemple, entre le service assuré par un pompiste et le libre-service.

**Le sénateur Hays:** Je veux revenir au producteur et vous demander ce que vous pensez du système de contingentement de la production pétrolière mis en œuvre par l'*Alberta Energy Resource Conservation Board* et des problèmes dont se plaignent actuellement les consommateurs relativement aux ventes de surplus pétroliers. Je crois que vous avez une opinion là-dessus, et je vous saurais gré de nous en faire part.

**M. Thompson:** Monsieur le Président, je n'ai pas, à vrai dire, d'opinion sur le contingentement de la production pétrolière ni sur la vente de surplus pétroliers, puisque nous ne sommes guère intéressés par cette activité. Nous avons vendu de nos surplus à ceux qui se livrent à cette activité, mais nous n'y avons pas participé directement. La question qui se pose concerne le bien-fondé d'un système qui régleme la mise en marché de toute la production disponible. Si l'on fait abstraction des problèmes techniques qui peuvent se poser, comme le problème de débit que présente actuellement le réseau de pipelines interprovincial et que l'on considère la question du point de vue du raffineur, le contingentement de la production pétrolière ne nous empêche pas d'obtenir le brut dont nous avons besoin—ou du moins ne nous a pas empêchés jusqu'à présent de l'obtenir. Ainsi, en tant que porte-parole d'une société de raffinage, je ne puis vraiment pas faire d'observations sur le contingentement de la production, et je ne suis pas en mesure de prendre une position quelconque—je n'ai d'ailleurs pas besoin de prendre position. C'est peut-être une question sur laquelle les producteurs de brut en amont qui sont touchés par le contingentement voudraient prendre position.

[Text]

**Senator Hays:** Why have you not participated in the supplementary sales program? Is it because you are such a large producer yourself? You have said that you participated in the selling. That is not your area; it is upstream—I appreciate that; but why have you not, on the downstream side, been more active?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, I guess one participates in a business if one feels that you can show some return for that participation; and, to the present point in time, we have not been able to see that that might be an attractive business for us in which to participate. I think it is as simple as that.

**The Chairman:** In 1984 you increased your downstream profits by \$338 million. You say that it is not enough, having in mind an acceptable rate of return on downstream assets. What are your "downstream assets"? State that \$338 million as a percentage of your downstream.

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, I don't know where you are getting your figure from. You said it was \$338 million in 1984.

**The Chairman:** That's right.

**Mr. Thomson:** In 1984 Esso Petroleum Canada, as I recall, made something like \$146 million after tax, and in 1985 we made \$93 million after tax.

**The Chairman:** I am sorry—this is for the entire industry. Can I have your downstream assets?

**Mr. Thomson:** Let me work on the 1985 basis, where we made \$93 million. Our downstream capital employed totals about \$2.6 billion. So the \$93 million of earnings was a 3.7 per cent return on that total capital employed,

**The Chairman:** Can you indicate the first three months of 1986?

**Mr. Thomson:** In the first three months of 1986 we made \$10 million after tax. That was down from \$28 million in the first quarter of 1985; and if \$10 million is indicative of what we would get in the next three quarters, our return on capital employed would be less than 2 per cent for the year in total. That, I must label, is simply an arithmetic projection.

**The Chairman:** I understand that. The suggestion has been made that what you will lose on the apples on the upstream you will make on the oranges on the downstream through this period. I just cannot see that happening here. Would you comment on that observation that has been made with respect to Esso?

**Mr. Thomson:** Our earnings in the upstream, in the first quarter, were down considerably from the previous year, and our earnings in the downstream were also down considerably. I guess I am looking for the oranges. I have not found them so far.

[Traduction]

**Le sénateur Hays:** Pourquoi n'avez-vous pas participé au programme de vente de surplus pétroliers? Est-ce parce que votre société est elle-même un gros producteur? Cependant, vous nous avez dit que vous avez participé à la vente. La question ne vous touche pas puisqu'elle intéresse surtout les producteurs en amont—j'en suis conscient, mais pourquoi n'avez-vous pas été plus actifs du côté des activités en aval?

**M. Thomson:** Je suppose, Monsieur le président, que pour participer à une activité commerciale, il faut estimer pourquoi en tirer un rendement; or, jusqu'à présent, nous n'avons pas jugé qu'il s'agirait là d'une activité rentable pour nous. C'est aussi simple que cela.

**Le président:** En 1984, vous avez accru vos profits en aval de 338 millions de dollars. Vous dites que cela n'est pas suffisant, qu'il ne s'agit pas d'un taux de rendement acceptable pour nos actifs en aval. A combien s'élèvent vos «actifs en aval»? Quel pourcentage représentent les 338 millions de dollars par rapports à ces actifs.

**M. Thomson:** Je ne vois pas où vous avez pris ce chiffre, Monsieur le président. Vous avez dit 338 millions pour 1984?

**Le président:** C'est juste.

**M. Thomson:** En 1984, *Esso Petroleum Canada*, si je me souviens bien, a réalisé un bénéfice après impôt de l'ordre de 146 millions de dollars, et en 1985, le bénéfice après impôt s'élevait à 93 millions.

**Le président:** Je m'excuse—il s'agit des profits de l'ensemble du secteur. Pouvez-vous me dire à combien s'élevaient vos actifs en aval?

**M. Thomson:** Permettez-moi de me reporter à l'année 1985, pendant laquelle nous avons réalisé un bénéfice de 93 millions. Le capital utilisé pour les activités en aval totalisant environ 2,6 milliards de dollars. Ainsi, le bénéfice de 93 millions représentait un taux de rendement de 3,7p. 100

**Le président:** Pouvez-vous nous indiquer quel était notre bénéfice pour le premier trimestre de 1986?

**M. Thomson:** Pour le premier trimestre de 1986, nous avons réalisé un bénéfice après impôt de 10 millions de dollars. Cela représente une diminution par rapport aux 28 millions que nous avons réalisés pour le premier trimestre de 1985; en supposant que notre bénéfice pour les trois prochains trimestres se situe aussi autour de 10 millions, notre rendement total pour l'année serait de moins de 2p. 100 par rapport au capital utilisé. Je tiens cependant à souligner qu'il ne s'agit là que d'une projection arithmétique.

**Le président:** Je comprends. Certains prétendent que nos pertes pour telle ou telle activité en amont seront compensées par vos profits sur telle autre activité en aval pour la même période. Je ne vois pas que cela puisse être le cas ici. Pourriez-vous me dire ce que vous pensez de cette observation qui ont été faite relativement à Esso?

**M. Thomson:** Nos recettes en amont, pour le premier trimestre, ont sensiblement diminué par rapport à l'année précédente, et nos recettes en aval ont aussi baissé considérablement. Je n'arrive pas à voir quelle serait l'activité qui pourrait compenser ces pertes.

[Text]

**The Chairman:** But you have heard that observation?

**Mr. Thomson:** Yes, we have heard that observation, but I think the first quarter results refute that observation.

**The Chairman:** Do you refute the observation that Esso would just go sailing through this without any real difficulty, as it has always done in the past—through crises like this?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, this current situation is of critical concern to our company, of course. We are faced with an upstream that will do well to earn any money at all this year—certainly not the kind of money that they earned last year. In the current situation it is hard for me to see the downstream improving in this current year its miserable results from last year. That means that the company has to take very aggressive action to preserve the health of the company, as we have had to do as a result of other problems in the past, although this set of problems may be more serious. We are taking those actions. We are trimming our programs back to affordable levels. We hope to cut the costs of our operations considerably this year. You may have seen announcements in late March that we are trimming our work force by about 1,800 jobs out of about 14,000. We are having to take very tough action to make certain that we come through this period. I would not characterize the situation by saying we are cruising through, but we hope to come through and preserve the integrity and the fundamental strength of the corporation.

**The Chairman:** This may be out of your realm. Are you interested in purchasing production at this time?

**Mr. Thomson:** I would have to label that question as being out of my realm with respect to the role in which I am here today.

**Senator Kenny:** I have a couple of points in relation to independent dealers. What percentage of your products do you sell to independents?

**Mr. Purdie:** I would say that it is in the league of 15 to 20 per cent.

**Senator Kenny:** What is your company's view of independents? I realize that I am asking a broad and leading question, but these are customers of yours. Do you have a preference as to who you sell to? Why do you not open more stations? How do you perceive independents in the marketplace?

**Mr. Purdie:** I would characterize it very simply by saying that they are some of our best customers and some of our toughest competitors.

**Senator Kenny:** We have had testimony before this committee to the effect that it is difficult for an independent to deal with your company. The suggestion is that it is hard to get information, that compared to dealing with American suppliers, I believe the phrase was the difference is night and day,

[Traduction]

**Le président:** Vous avez déjà entendu cette observation?

**M. Thomson:** Oui, nous l'avons déjà entendue, mais je crois que les résultats du premier trimestre la réfutent.

**Le président:** Rejetez-vous aussi l'observation selon laquelle Esso saura traverser la crise haut la main, comme il l'a toujours fait par le passé—pendant d'autres crises semblables?

**M. Thomson:** Monsieur le président, notre société est bien sûr préoccupée au plus haut point par la situation actuelle. Au mieux, nos activités en amont réaliseront un bénéfice minime pour l'année en cours—lequel bénéfice ne pourra guère se comparer à celui de l'an dernier. Dans la conjoncture actuelle, je conçois mal que les résultats des activités en aval pour l'année en cours puissent être guère plus encourageants que les lamentables résultats de l'an dernier. Aussi la société devra-t-elle prendre des mesures énergiques pour sa sauvegarde, comme elle a déjà dû le faire en réponse à d'autres problèmes, même si les problèmes auxquels elle se heurte aujourd'hui sont peut-être plus sérieux. Nous prenons actuellement des mesures en ce sens. Nous nous efforçons de rationaliser nos programmes. Nous espérons pouvoir réduire considérablement nos dépenses d'exploitation pour l'année en cours. Vous avez peut-être vu les annonces que nous avons fait passer à la fin de mars pour dire que nous avions l'intention de réduire nos effectifs en supprimant quelque 1 800 emplois sur environ 14 000. Nous sommes contraints de prendre des mesures radicales pour pouvoir traverser cette période difficile. Je ne dirais pas que nous allons la traverser haut la main, mais nous comptons bien pouvoir maintenir, au bout du compte, l'intégrité et la force fondamentale de la société.

**Le président:** Cette question n'est peut-être pas de votre ressort, mais envisagez-vous d'acheter un contingent de production?

**M. Thomson:** Cette question n'est pas de mon ressort, compte tenu du rôle que je suis censé jouer ici aujourd'hui.

**Le sénateur Kenny:** J'ai quelques questions à vous poser au sujet des détaillants indépendants. Quel est le pourcentage de vos ventes à ces indépendants?

**M. Purdie:** Je dirais qu'il se situe entre 15 et 20 p. 100.

**Le sénateur Kenny:** Quelle est la position de la société vis-à-vis des détaillants indépendants? Je sais bien qu'il s'agit d'une question générale et tendancieuse, mais il s'agit bien de vos clients. Avez-vous des préférences pour ce qui est du type de détaillant auquel vous vendez? Pourquoi n'ouvrez-vous pas plus de stations-service? Comment percevez-vous le rôle des détaillants indépendants sur le marché?

**M. Purdie:** Je dirais tout simplement qu'ils comptent parmi nos meilleurs clients et parmi nos compétiteurs les plus acharnés.

**Le sénateur Kenny:** Nous avons entendu un témoin se plaindre de la difficulté pour un détaillant indépendant de traiter avec votre société. Il semble qu'il soit difficile d'obtenir des renseignements de votre société et qu'il y ait une grande différence entre votre attitude et celle des fournisseurs améri-



[Text]

that American suppliers are very aggressive in pursuing independents and that it is very difficult to get information from your company.

**Mr. Purdie:** Personally, I cannot relate to those statements at all. I think the record would show that our participation in that market segment is likely as high as or greater than any of the integrated companies. We have many long-standing relationships with independent resellers, and hope to continue to have long-standing relationships with them.

**Senator Kenny:** Can you elaborate on how an independent gets information about pricing, price changes and availability of products from you?

**Mr. Purdie:** For the past several months, the news services have been putting out published rack prices. In addition to that, at any point an inquiry is necessary, the individual simply picks up the phone and calls us.

**Senator Kenny:** Mr. Thomson, you seem confused. This is testimony that we received about two weeks ago. We may be seeing the reflection of the biases of an individual independent, but, in fact, he suggested that he was called two and three times a day by wholesalers in the United States offering different prices and advice about likely changes in price, whereas when he tried to call for the same information in Canada, he found it difficult to find someone to answer the phone.

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, not knowing the specifics of the case, it is tough for me to comment. We have a sales organization that deals with this channel of business, and in my view they are pretty aggressive folks looking to make a sale. They have been noted in the past for developing very good arrangements with good customers of ours, and I cannot relate to these comments. It floors me that anybody would comment in that way about our company and our people. Perhaps the best thing to do is to have this individual or company that was testifying before you give me a call and register their views with my office. I will get to the bottom of their problems.

**Senator Kenny:** The testimony is on the record, and it is available to you.

**Senator Hays:** Petro-Canada is now a very large retailer in the market. It is wholly owned by the Government of Canada. The minister has taken the position that it should function as a competitive member of the energy sector, and it is doing that. Is it of concern to you that another minister might throw a monkey wrench into the competitive nature of the sale of the product and the purchase of the product? Have you made representations with respect to this concern? Do you have a view that you would care to share with the committee?

**Mr. Thomson:** Petro-Canada is a very large competitor of ours today. We enjoy competition. They have their own company to run. I do not know what might happen in the future vis-à-vis Petro-Canada, and I would prefer not to speculate on

[Traduction]

cains—l'expression utilisée était, si je ne m'abuse, c'est comme le jour et la nuit—les fournisseurs américains étant beaucoup plus soucieux de s'assurer la clientèle des détaillants indépendants.

**M. Purdie:** Pour ma part, je ne vois aucun lien entre ces observations et la réalité. Il suffit d'examiner les faits pour se rendre compte que notre participation dans ce secteur du marché est probablement aussi élevée sinon plus élevée que celle de n'importe quelle société intégrée. Nous avons des rapports de longue date avec de nombreux revendeurs indépendants, et nous espérons continuer ainsi.

**Le sénateur Kenny:** Pourriez-vous nous dire un peu comment les détaillants indépendants doivent procéder pour obtenir des renseignements au sujet de la structure des prix, des changements de prix et de la disponibilité de vos produits?

**M. Purdie:** Depuis quelques mois, les services de nouvelles publient les prix à la rampe de chargement. Pour obtenir des renseignements supplémentaires à quelque moment que ce soit, l'intéressé n'a qu'à prendre le téléphone et à nous appeler.

**Le sénateur Kenny:** Monsieur Thomson, vous ne semblez pas bien comprendre. Je vous rapporte des propos que nous avons entendus il y a environ deux semaines. Il se peut que ce témoignage reflète le parti pris d'un indépendant en particulier, mais il demeure que notre témoin nous a dit avoir reçu deux ou trois appels par jour des grossistes américains lui offrant de nouveaux prix et l'informant des changements de prix probables; quand il a essayé d'obtenir les mêmes renseignements au Canada, il a eu du mal à avoir quelqu'un au bout du fil.

**M. Thomson:** Sans plus de détails, monsieur le président, je peux difficilement faire des commentaires à ce sujet. Nous avons un service de vente qui traite avec ce secteur, et j'estime que nous avons des vendeurs dynamiques désireux de faire des ventes. Ils se sont déjà distingués par les excellents rapports qu'ils entretiennent avec certains de nos bons clients, et je ne puis voir aucun lien entre de telles observations et la réalité. Je suis stupéfié qu'on puisse faire des remarques pareilles au sujet de notre société et de notre personnel. Le mieux serait peut-être que le particulier ou la société qui a témoigné devant vous appelle mon bureau pour exposer ses vues. Je saurai bien alors découvrir le fin fond de l'histoire.

**Le sénateur Kenny:** Le témoignage est consigné dans les procès-verbaux, dont vous pouvez obtenir copie.

**Le sénateur Hays:** La société Petro-Canada compte maintenant parmi les plus gros détaillants sur le marché. Elle appartient à part entière au gouvernement du Canada. Le ministre s'est dit d'avis que la société devait être un membre compétitif du secteur de l'énergie, et c'est ainsi qu'elle fonctionne. Cela vous trouble-t-il qu'un autre ministre vienne perturber la nature compétitive de l'offre et de la demande d'un produit? Avez-vous entrepris des démarches à ce sujet? Avez-vous des vues dont vous aimeriez faire part au comité?

**M. Thomson:** Petro-Canada est aujourd'hui un de nos compétiteurs majeurs. Or, nous aimons la concurrence, et nous reconnaissons que Petro-Canada doit veiller à ses intérêts. Je ne sais pas ce qui pourra résulter de cette concurrence, et je

[Text]

it. We have made no representations to the present minister on the fact of Petro-Canada nor any recommendations about the future of Petro-Canada.

**The Chairman:** Coming back to the questioning on retail pricing, you said that you have 100 company-operated stations and that the only retail prices you control are those of our own outlets.

**Mr. Thomson:** That is correct. Of approximately 3,200 Esso outlets, we have, to use your term, control over pricing at 100 stations we operate directly and 400 stations that agents operate on our behalf.

**Mr. Purdie:** For purposes of the record, I would remind you, Mr. Chairman, that those numbers are off the top of my head.

**The Chairman:** Yes. Are you saying that you have no control over the retail prices of the independent Esso dealers?

**Mr. Thomson:** Not at this time.

**The Chairman:** What do you mean by "Not at this time"?

**Mr. Thomson:** Under the former system of consignment and those kinds of things that we changed from in 1985, we had control over a lot more of those price settings, but today we do not.

**Mr. Dean Clay, Advisor to the Committee:** Gentlemen, I appreciate the information you have put into this binder. I find it quite useful, and I am sure that other members of the committee do as well. In section 2 you state that the average length of time for oil to move from the wellhead in Alberta to an Ontario consumer is about 90 days, to a Winnipeg consumer, approximately 58 days and to a consumer in the Vancouver area approximately 53 days. Your largest refinery is the Strathcona Refinery outside Edmonton. How long does it take for your products to move from the wellhead to the consumer in Central Alberta?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, if you would care to look at the illustration involving the averages going to Winnipeg, which is supplied by our Edmonton refinery—

**Senator Kenny:** What page are you on?

**Mr. Thomson:** At about the third page in section 2, you can see that it takes approximately 30 days through the Edmonton refinery, and I would judge a further 15 days or so in the terminaling system in the Alberta market. Therefore you could call it 45 to 50 days.

**Mr. Clay:** Very well. For your Dartmouth refinery, what is the source of the crude for that refinery? Is it a mixture of Middle East and North Sea crude and so on?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, the crude sources at Dartmouth tended to vary. There was a fairly significant supply from Venezuela; some from West Africa; some from the North Sea and also, at times, some from western Canada. Today, of course, there are relatively minor quantities from western Canada.

[Traduction]

préfère ne pas faire de conjectures à ce sujet. Nous n'avons fait aucune démarche auprès de l'actuel ministre au sujet de Petro-Canada ni présenté de recommandations quant à l'avenir de cette société.

**Le président:** Si nous revenons à la question de l'établissement des prix au détail, vous avez dit que votre société a 100 stations qu'elle exploite directement et que c'est uniquement pour vos stations que vous déterminez les prix au détail.

**M. Thomson:** C'est juste. Le réseau Esso comprend quelque 3,200 postes d'essence, et nous ne déterminons les prix de vente que pour les 100 stations que nous exploitons directement et les 400 stations que nous exploitons par l'intermédiaire d'agents.

**M. Purdie:** Pour bien mettre les choses au clair, je tiens à vous rappeler, monsieur le président, que je vous ai donné ces chiffres à peu près.

**Le président:** D'accord. Dois-je comprendre que vous n'avez aucun pouvoir en ce qui concerne l'établissement des prix au détail aux stations Esso indépendantes?

**M. Thomson:** Pas à l'heure actuelle.

**Le président:** Que voulez-vous dire par «pas à l'heure actuelle»?

**Mr. Thomson:** Sous l'ancien système qui prévoyait notamment la vente en consignment et que nous avons abandonné en 1985, nous avions bien plus à dire dans l'établissement des prix, mais ce n'est plus le cas aujourd'hui.

**M. Dean Clay, conseiller du Comité:** Messieurs, je vous sais gré de toute la documentation que vous nous avez distribuée. Je la trouve très utile, et je suis sûr qu'il en est ainsi pour les autres membres du Comité. A la section 2, vous dites qu'il faut en moyenne 90 jours pour transporter le pétrole de la tête de puits en Alberta jusqu'au consommateur ontarien, tandis que le délai est d'environ 58 jours pour le consommateur de Winnipeg et de 53 jours pour celui de Vancouver. Votre plus importante raffinerie est la Strathcona, en banlieue d'Edmonton. Combien de temps faut-il pour que vos produits se rendent de la tête de puits au consommateur du centre de l'Alberta?

**M. Thomson:** Monsieur le président, si vous voulez bien vous reporter au tableau indiquant les délais moyens pour le transport à Winnipeg des produits fournis par notre raffinerie d'Edmonton...

**Le sénateur Kenny:** A quelle page êtes-vous?

**M. Thomson:** Vers la troisième page, à la section 2, vous pouvez voir qu'il faut environ 30 jours jusqu'à la raffinerie d'Edmonton et je dirais 15 jours de plus environ jusqu'au terminal du marché de l'Alberta. Cela représente donc de 45 à 50 jours.

**M. Clay:** Très bien. Quelle est la source du brut de la raffinerie de Dartmouth? Est-ce un mélange de brut provenant du Proche-Orient et de la Mer du Nord?

**M. Thomson:** Monsieur le président, les sources de brut à Dartmouth varient. Il y a d'assez bons approvisionnements du Venezuela; une partie du brut vient de l'Afrique de l'Ouest, une partie de la Mer du Nord et, à l'occasion, une partie de l'Ouest du Canada. Actuellement, le brut provenant de l'Ouest

[Text]

**Mr. Clay:** Is it possible for you to make a comparable estimate for the transit time for the crude from its point of production to when it reaches the customer in the region of that refinery?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, I do not have any specific data in front of me, but my knowledge of the world-wide supply system is such that I would judge that that is probably in the order of 100 days in total. That is, from crude oil production to product in the customer's tank.

**Mr. Clay:** Is that refinery able to purchase any tanker loads of crude oil in transit on the high seas and achieve a considerably shorter time than that?

**Mr. Thomson:** We, as a company, are certainly capable of doing that, yes.

**Mr. Clay:** Does that happen from time to time, then?

**Mr. Thomson:** In fact, it does happen quite rarely. I would judge that, in 1985 as an example, we probably did not buy any more than one or two cargos that had already been loaded but were not sold at the point of loading.

**Mr. Clay:** Looking at the concentration in the refining industry in Canada, in 1974, there were 42 separate refineries operating in this country. By 1985, I believe the number was down to 29. Before I ask my question, is the Gulf refinery at Moose Jaw still operated by Gulf, or has that been taken over by Petro-Canada or closed down?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, we now have three opinions on that at this table. Perhaps the question should be answered by Petro-Canada.

**Mr. Clay:** Very well. The difference it makes is that Petro-Canada, Imperial and Shell between them then operate either 16 or 17 of these 28 or 29 refineries. In the United States, the largest market share was held by Chevron at 9 per cent last year. In Canada, Petro-Canada had approximately a 28 per cent market share of gasoline sales. The four major refiners in Canada control about 70 per cent of the gasoline sales. In the United States, the four largest control about 32 per cent. If I recall correctly, earlier you made the statement that you did not think that this concentration of the refining and marketing business in Canada among such a small number of participants had any effect on lack of competition.

**Mr. Penrose:** Mr. Chairman, I did make that statement. Let me say right up front that I am not an economist, but it is based on the best economic advice that we were able to obtain when we made similar submissions to the RTPC. In general, the feeling is that, as long as there are sufficient competitors in the market that have roughly the same kind of shares and no one of them exceeds 40 to 50 per cent, there can be substantial competition in the market. We believe that that is, in fact, the case across Canada, in all of the major markets and in many of the smaller markets, particularly in the retail gasoline business.

[Traduction]

du Canada arrive évidemment en quantités relativement faibles.

**M. Clay:** Pouvez-vous aussi donner une estimation du temps de transit du brut entre son point de production et le moment où il est livré aux clients dans la région de cette raffinerie?

**M. Thomson:** Monsieur le président, je n'ai pas de données détaillées avec moi, mais je connais bien le système d'approvisionnement mondial et je dirais que c'est probablement de l'ordre de 100 jours au total. C'est-à-dire entre la production du brut et le plein du client.

**M. Clay:** Cette raffinerie peut-elle acheter des cargaisons de pétrole brut en transit en haute mer et raccourcir notablement le délai?

**M. Thomson:** Notre compagnie est en mesure de le faire, oui.

**M. Clay:** Cela arrive-t-il de temps en temps?

**M. Thomson:** En fait, cela arrive assez rarement. D'après moi, en 1985, par exemple, nous n'avons probablement pas acheté plus d'une ou deux cargaisons déjà chargées mais non encore vendues au point de chargement.

**M. Clay:** Au chapitre de la concentration de l'industrie du raffinage au Canada, on remarque qu'en 1974, il y avait 42 raffineries distinctes en exploitation au Canada. En 1985, je crois que le nombre est tombé à 29. Avant que je pose ma question, je voudrais savoir si la raffinerie de Gulf à Moose Jaw est toujours exploitée par Gulf ou si elle a été reprise par Petro-Canada ou fermée?

**M. Thomson:** Monsieur le président, nous avons maintenant trois opinions à ce sujet. La question devrait peut-être être posée aux représentants de Petro-Canada.

**M. Clay:** La différence c'est que Petro-Canada, Imperial et Shell exploitent ensemble 16 ou 17 de ces 28 ou 29 raffineries. Aux États-Unis, c'est Chevron qui a la plus grande part du marché; elle était de 9 p. 100 l'année dernière. Au Canada, Petro-Canada jouit d'environ 28 p. 100 du marché des ventes d'essence. Les quatre grands raffineurs du Canada contrôlent environ 70 p. 100 des ventes d'essence. Aux États-Unis, les quatre grands raffineurs en contrôlent environ 32 p. 100. Si je ne me trompe pas, vous avez dit plus tôt que vous ne pensiez pas que cette concentration du raffinage et de la mise en marché au Canada entre un si petit nombre de participants a des effets sur la concurrence.

**M. Penrose:** Monsieur le Président, c'est bien ce que j'ai dit. Permettez-moi de dire d'abord que je ne suis pas un économiste, mais je vous répondrai d'après les meilleurs conseils économiques que nous avons pu obtenir lorsque nous avons présenté des exposés analogues à la Commission sur les pratiques restrictives commerciales. En règle générale, on estime que tant qu'il y a suffisamment de concurrents ayant à peu près la même part du marché et qu'aucun ne monopolise plus de 40 à 50 p. 100 du marché, il peut quand même y avoir une bonne concurrence. Nous croyons que c'est en fait le cas dans tout le Canada, dans tous les principaux marchés et dans de nom-



[Text]

**Mr. Clay:** Very well. In your opening remarks, Mr. Thomson, you said that, in retailing gasoline in Ontario, you were losing as much as ten cents per litre on your sales at the present time. What would be the situation on the prairies? Are you losing on your sales of gasoline there?

**Mr. Thomson:** I do not have that data in front of me, but for the prairies we would be much closer to a break-even or positive position at this time.

**The Chairman:** Before you leave the prairies, Mr. Thomson, did you say that there was a 45-day turn around in Alberta?

**Mr. Clay:** I think it was 45 to 50, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Forty-five days from Leduc, from the Red Water Fields and the Rainbow Fields? You are telling me that it takes 45 days?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, that is, in fact, the case. We have to gather the crude oil and process it through a refinery with several intermediate steps. Then we must take the large volumes of product and distribute them through a variety of terminals to service stations, to farm and consumer agents and to customers. On average, that is the kind of storage that it takes to provide reliable supply to a market place.

**The Chairman:** Let me cut it shorter, then, if I can. How many days does it take to the refinery gate?

**Mr. Thomson:** Using the example of the Winnipeg system—

**The Chairman:** No. Could you use Edmonton?

**Mr. Thomson:** Yes, Mr. Chairman, that is the refinery at Edmonton. It shows that we have about 21 days' supply in that system in the refinery alone. That does not take into account getting the crude oil to the Edmonton refinery and the processing steps in the refinery, which takes time.

**Senator Hays:** You buy at the wellhead line and then, using this diagram, the point of the transfer of ownership is where?

**Mr. Thomson:** The gathering points out in the fields.

**Mr. Clay:** Just looking at that same chart, the sections labelled "pipeline to Edmonton", "crude processed", and "tankage at refinery" seem to indicate that it takes approximately one month before you move it into the pipeline to Winnipeg. Is there then another 15 days involved in local distribution in Alberta?

**Mr. Thomson:** Yes, and comparable to the line that is labelled "Winnipeg terminal".

**Mr. Clay:** Very well, just to return to the last point that I was making, if perhaps, on the prairies, your losses on gasoline sales are smaller or you are close to the break-even point, why would you sell at a discount of up to 7.5 cents per litre into the

[Traduction]

breux petits marchés, particulièrement en ce qui concerne la vente au détail de l'essence.

**M. Clay:** Très bien. Dans votre déclaration préliminaire, vous avez dit, monsieur Thomson, que dans la vente au détail de l'essence en Ontario, vous perdez jusqu'à dix cents le litre actuellement. D'après vous, quelle serait la situation dans les Prairies? Avez-vous des pertes sur vos ventes d'essence là-bas?

**M. Thomson:** Je n'ai pas de chiffres avec moi, mais dans les Prairies, nous sommes sans doute plus près du seuil de rentabilité, voire même au-delà.

**Le président:** A ce sujet, monsieur Thomson, avez-vous dit que le transit du brut prend 45 jours en Alberta?

**M. Clay:** Je crois que j'ai dit de 45 à 50 jours, monsieur le président.

**Le président:** Quarante-cinq jours de Leduc, des champs de Red Water et de Rainbow? Vous me dites que cela prend 45 jours?

**M. Thomson:** Monsieur le président, c'est effectivement le cas. Nous devons d'abord rassembler le pétrole brut et le traiter dans une raffinerie, ce qui comprend plusieurs étapes intermédiaires. Il nous faut ensuite distribuer ces gros volumes par l'intermédiaire de terminus à des stations-service, aux agriculteurs et aux agents et aux clients. En moyenne, c'est le genre de stockage qui est nécessaire pour assurer un approvisionnement fiable sur un marché.

**Le président:** Permettez-moi de diviser le processus en étapes plus petites, si possible. Combien de jours faut-il pour que le pétrole brut atteigne la raffinerie?

**M. Thomson:** Si l'on prend l'exemple du système de Winnipeg—

**Le président:** Non, pourriez-vous prendre en exemple le cas d'Edmonton?

**M. Thomson:** Oui, monsieur le président; il y a la raffinerie d'Edmonton. Nous avons environ 21 jours d'approvisionnement dans ce système à la raffinerie elle-même. Cela ne tient pas compte du temps qu'il faut pour que le pétrole arrive à la raffinerie d'Edmonton et des étapes du raffinage.

**Le sénateur Hays:** Vous achetez à la tête de puits; si l'on en juge par ce diagramme, où est le point de transfert de propriété?

**M. Thomson:** Aux points de rassemblement dans les champs.

**M. Clay:** Pour en revenir au même graphique, aux sections intitulées «pipeline to Edmonton», «crude processed» et «tankage at refinery», on semble indiquer qu'il faut environ un mois avant que le brut arrive par pipeline à Winnipeg. Y a-t-il donc 15 autres jours pour la distribution locale en Alberta?

**M. Thomson:** Oui, et c'est comparable à la ligne intitulée «Winnipeg Terminal».

**M. Clay:** Très bien; je voudrais revenir au dernier point. Si, dans les Prairies, vos pertes sur les ventes d'essence sont moindres ou si vous êtes près du seuil de rentabilité, pourquoi vendez-vous de l'essence avec un rabais pouvant aller jusqu'à 7,5

[Text]

U.S. market if you were perhaps already losing money on your gasoline sales at the Canadian price?

**Mr. Thomson:** As Mr. Purdie described, Mr. Chairman, with the advent of deregulation in Canada and the reduction in trade restrictions between Canada and the United States for our products, we saw an opportunity emerging in 1985 to establish ourselves as a reliable, long-term supplier in other markets. It was therefore incumbent upon us, in this period of time, to try to continue to sell into all of those markets, just as, in the same way, we continue to sell into the Ontario gasoline market where the discount, if you will, is so high. The volumes that we have sold are minimal but they are certainly there. You have seen the low utilization of western Canadian refineries and I think that, in our system, this is a tremendous opportunity for Canadians to add value to crude oil and manufacture refined products and be established in a market that is available to us. We, as a company, see that as a good business step. A company cannot always sell all of its products at the kinds of income levels or earning levels that it would like to have. If you intend to be a long-term, reliable supplier in a market, you had better pay attention to that strategic commitment as those markets fluctuate.

**Mr. Clay:** In section 8 of your briefing book, you have figure 2.a which shows the variation in spot oil prices on March 14 of this year. It also shows that the difference between the Canadian par price at Edmonton of \$17.40 and the West Texas Intermediate or WTI price at Cushing of \$17.65 is quite small. However, we have had testimony from a number of producers, particularly smaller ones, that a substantial part of the Alberta crude is being sold at a discount of up to several dollars from the WTI spot price and, in fact, whether through supplemental sales or other forms of what some witnesses term virtually distress sales, under some circumstances, they had lost as much as \$6 per barrel below the WTI price. Are your numbers representative of what is happening on a longer-term basis? Why is it that some of this Alberta crude can be sold at such lower prices than the spot market price?

**Mr. Thomson:** Mr. Chairman, I cannot comment specifically about those prices; however, I would point out that this chart is not ours. It was taken from the Energy, Mines and Resources Department Crude Oil Pricing Report issue of March 1986, which shows that apparent parity. In my mind, that is a reasonable assessment of the crude oil pricing situation that then existed, which is the reason why we put it in our book.

**Mr. Clay:** There seems to be some discrepancy, then, between what some of the producers feel is happening to a substantial volume of the oil and what is indicated here in the EMR numbers.

Section 5 shows trends in refinery utilization. I am a little confused at the difference in trends between Quebec and the prairies. In your remarks at the beginning, you mentioned that some refineries had been down-graded or down-rated; some had been closed. You did not refer to the fact that many of the refineries in Alberta, in particular, had actually been expanded, and that there has been a shift in the overall refining capacity from the east to the west. Alberta now claims a

[Traduction]

cents le litre sur le marché américain si vous perdez déjà de l'argent sur vos ventes d'essence au prix canadien?

**M. Thomson:** Comme l'a dit M. Purdie, monsieur le président, avec la déréglementation au Canada et la diminution des restrictions des échanges entre le Canada et les États-Unis pour nos produits, nous avons vu en 1985 la possibilité de nous établir sur d'autres marchés et d'y prendre une réputation de fournisseur à long terme fiable. Il nous incombait donc, à ce moment-là, d'essayer de continuer de vendre sur tous ces marchés, tout comme nous continuons de vendre sur le marché de l'essence de l'Ontario où le rabais, si vous voulez, est si élevé. Nos ventes ne sont pas très élevées, mais nous en avons. Nous avons constaté la faible utilisation des raffineries de l'ouest du Canada et je crois que dans notre système, il y a une possibilité extraordinaire pour les Canadiens d'ajouter de la valeur au pétrole brut, de fabriquer des produits raffinés et de s'établir dans un marché qui leur est ouvert. Notre compagnie estime que c'est une bonne décision commerciale. Une compagnie ne peut pas toujours vendre tous ses produits avec les marges bénéficiaires qu'elle voudrait. Si vous voulez vous établir comme un fournisseur à long terme fiable sur un marché, vous avez intérêt à penser stratégie, même si les marchés fluctuent.

**M. Clay:** A la section 8 de votre mémoire, vous montrez au graphique 2.a les divers prix du pétrole au comptant pour le 14 mars. On voit également que la différence entre le prix au pair canadien à Edmonton, 17,40 \$ et le prix West Texas Intermediaire ou WTI à Cushing, 17,65 \$ est en fait extrêmement faible. Pourtant, beaucoup de producteurs, en particulier les petits producteurs, nous ont dit qu'une bonne part du brut de l'Alberta est vendue à un rabais de plusieurs dollars par rapport au prix au comptant WTI et en fait, qu'il s'agisse de ventes complémentaires ou d'autres formes de ce que les témoins ont qualifié de soldes d'urgence, dans certains cas, ils ont enregistré des pertes allant jusqu'à 6 \$ le baril par rapport au prix WTI. Ces chiffres sont-ils représentatifs de la situation à long terme? Pourquoi une partie du brut de l'Alberta peut-il être vendu à des prix aussi inférieurs au cours au comptant?

**M. Thomson:** Monsieur le président, je ne peux pas commenter ces prix de façon précise. Cependant, je tiens à signaler que ce graphique n'est pas de nous. Il provient du numéro de mars 1986 du Rapport sur la tarification du pétrole du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. On y montre une parité apparente. A mon avis, c'est une évaluation raisonnable des prix du pétrole brut d'alors, et c'est pourquoi nous l'avons incluse dans notre livre.

**M. Clay:** Il semblerait alors y avoir divergence entre ce que certains producteurs pensent et ce que l'on voit ici dans les chiffres du ministère.

A la section 5, on indique les tendances de l'utilisation des raffineries. Je comprends mal les différences entre les tendances du Québec et celles des Prairies. Dans vos observations préliminaires, vous avez dit que certaines raffineries ont été déclassées et que d'autres ont fermé. Vous ne parlez pas du fait que de nombreuses raffineries de l'Alberta en particulier, ont en fait été élargies et qu'il y a eu un transfert de la capacité globale de raffinage de l'Est vers l'Ouest. L'Alberta a mainte-



[Text]

larger share of Canada's refining capacity. Some of this capacity was added during the recession of 1981-82, and quite a bit of it was added in 1983.

In the process, we have watched the utilization rate in the prairies fall from 94 per cent in 1980 to 69 per cent in 1986, whereas in Quebec, the utilization rate, which was at 82 per cent, and now with the closure of the Gulf refinery, it is projected to be at 89 per cent for 1986. This seems to be an odd pattern in view of the much reduced forecast for crude oil demand in Canada.

Why did that growth in refining capacity continue in Alberta despite the recession and despite these lower forecasts?

**Mr. Thomson:** I think we need to realize that the construction of new capacity in a refinery takes a considerable period of time. Physically, it takes about two-and-a-half-years, and before that two-and-a-half-year period there is at least another two-and-a-half-year period of development and design that goes into it. It is about a five-year process.

Our company, for example, made a commitment on the expansion of our refinery in Edmonton, Alberta in 1980, which started up in 1983. If you remember, 1980 was a period of time where our expectations and outlook in this business were considerably different than they are today. So, yes, that capacity got built. We might be criticized for not shutting down the construction of that in, say, 1982, when we saw that things had changed some, but, in fact, it was more efficient for us to continue that construction. For our own part, yes, we have more capacity there than we need today; that is because things have changed pretty considerably. Our outlook for growing demand in western Canada is reduced because there is less expansion of industry in general and less population growth than we had expected in western Canada.

**Mr. Clay:** My last question is with regard to a statement that I believe Mr. Penrose made. You said you had been following the Restrictive Trade Practices Commission for three years or more. If I have written this down fairly accurately, you said there was no evidence of any anti-competitive activities taking place.

We have the report that the Commission put out on Imperial Oil's rack pricing policy. I would like to quote two sentences from it.

The new rack pricing strategy of Imperial is designed to destroy the buying power of the independent reseller segment of the market, and to remove the strong competitive influence that the independent resellers have been able to exert on retail price levels generally at the pump.

Imperial's anti-competitive intent is clear from an examination of the new pricing strategy itself.

I find the two sets of statements inconsistent.

**Mr. Penrose:** I would be pleased to comment, Mr. Chairman.

First of all, I would like to draw your attention to the fact that that is not a report. It is an argument prepared by the Director of Investigation and Research, which was submitted

[Traduction]

nant une plus grande part de la capacité de raffinage du Canada. Une partie de cette capacité a été ajoutée pendant la récession de 1981-1982, et une bonne partie en 1983.

Parallèlement, le taux d'utilisation dans les Prairies est tombé de 94 p. 100 en 1980 à 69 p. 100 en 1986, alors qu'au Québec, il était à 82 p. 100 et passera sans doute à 89 p. 100 en 1986 en raison de la fermeture de la raffinerie de Gulf. Cela semble étrange compte tenu des prévisions à la baisse de la demande de pétrole brut au Canada.

Pourquoi la capacité de raffinage a-t-elle continué d'augmenter en Alberta, malgré la récession et malgré les prévisions à la baisse?

**M. Thomson:** Je crois qu'il faut se rendre compte que la construction de nouvelles installations dans une raffinerie prend beaucoup de temps. La construction elle-même prend environ deux ans et demi et avant cela, il faut compter au moins une autre période de deux ans et demi d'élaboration et de conception. C'est un processus d'environ cinq ans.

Notre compagnie, par exemple, avait décidé d'agrandir la raffinerie d'Edmonton, en Alberta, en 1980, ce qui a commencé en 1983. Si vous vous rappelez, en 1980, nous avions des attentes et des perspectives bien différentes de celles d'aujourd'hui. Donc, les travaux ont effectivement été faits. On pourrait nous blâmer de ne pas avoir stoppé les travaux de construction, par exemple en 1982, lorsque nous avons constaté que la situation avait changé, mais en fait, il était plus efficace de poursuivre. Pour notre part, c'est exact, nous avons une capacité excédentaire. C'est parce que la situation a beaucoup changé. Nous avons révisé à la baisse nos prévisions sur l'augmentation de la demande dans l'Ouest du Canada parce qu'il y a moins d'expansion de l'industrie en général et une moindre croissance démographique que nous l'avions prévu.

**M. Clay:** Ma dernière question est en rapport avec une remarque de M. Penrose, je crois. Vous avez dit avoir suivi les travaux de la Commission des pratiques restrictives commerciales pendant trois ans ou plus. Si j'ai bien pris mes notes, vous avez dit que rien ne prouvait l'existence d'activités allant à l'encontre des principes de la concurrence.

Nous avons le rapport de la Commission sur la politique d'*Imperial Oil* au sujet des prix rampe de chargement. Je voudrais vous en lire deux phrases.

La nouvelle stratégie de prix rampe de chargement d'*Imperial* est conçue pour détruire le pouvoir d'achat des revendeurs indépendants et pour supprimer la concurrence que ceux-ci ont pu exercer sur les niveaux généraux des prix de détail à la pompe.

Si on étudie la stratégie d'établissement des prix rampe de chargement d'*Imperial*, on se rend compte qu'elle vise à supprimer la concurrence.

D'après moi, ces deux phrases se contredisent.

**M. Penrose:** Je peux répondre, monsieur le président.

Premièrement, je voudrais attirer votre attention sur le fait qu'il ne s'agit pas d'un rapport. C'est un document préparé par le directeur des enquêtes et de la recherche, qui a été soumis à



[Text]

to the RTPC after our witnesses had testified to the Commission. It is not a report from the Commission.

It is our opinion that the conclusions drawn in that argument are unfounded, based on the evidence that was submitted. We would be happy to provide you with our response to that argument. We do not feel that it is well based at all.

**Mr. Clay:** The Committee would appreciate having your response to that.

**Mr. Penrose:** We certainly will.

**Mr. Lawrence Harris, Research Officer (Library of Parliament):** I would like to clarify some aspects of rack pricing. First of all, are any price negotiations or discounts permitted from the published rack pricing schedule?

**Mr. Purdie:** The published rack prices do not have discounts from them.

**Mr. Harris:** There is no haggling; is that correct?

**Mr. Purdie:** There is haggling over the nature of the posted price and whether it in fact is representative of the market.

**Mr. Harris:** Once the price is posted, then that is a take-it-or-leave-it price?

**Mr. Purdie:** To the qualifying buyers for that price in our domestic market.

**Mr. Harris:** Under the old system, prior to mid-1985, was haggling over price permitted on a one-to-one bilateral basis?

**Mr. Purdie:** There were individual negotiations, yes.

**Mr. Harris:** Were those prices published?

**Mr. Purdie:** No.

**Mr. Harris:** Is it fair to say that under the current rack price schedule, which is published, these are actual transaction prices, whereas under the old system the transaction prices were never published, even though you did have posted prices which turned out to be flexible?

**Mr. Purdie:** For qualified buyers, that is correct.

**Mr. Harris:** To how many buyers, approximately, would your rack price apply? If we just stick to the basic rack price, I am thinking of large unbranded resellers. How many people does this rack price apply to?

**Mr. Purdie:** I do not have an exact number in my head. I would think 10 to 20.

**Mr. Harris:** Why is it necessary to publish this price if it is such a small group of customers.

**Mr. Purdie:** The change that occurred in the middle of 1985 that opened up a much larger market to us in the northern part of the U.S. had us conclude that it would be useful if we had a rack price and published price system that was comparable to what has been in use in those markets for a long time to help buyers in those markets have some idea of wholesale price lev-

[Traduction]

la Commission des pratiques restrictives commerciales, après que notre témoin a témoigné devant la Commission. Ce n'est pas un rapport de la Commission.

A notre avis, les conclusions tirées ne sont pas fondées, si on en juge par les renseignements fournis. Nous serions heureux de vous envoyer notre réponse à ces allégations. Nous estimons que ces remarques ne sont pas fondées du tout.

**M. Clay:** Le Comité apprécierait votre réponse.

**M. Penrose:** Vous pouvez compter sur nous.

**M. Lawrence Harris, attaché de recherches (Bibliothèque du Parlement):** J'aimerais clarifier certains aspects des prix rampe de chargement. Premièrement, permet-on des négociations de prix ou des rabais par rapport aux prix rampe de chargement publiés?

**M. Purdie:** Il n'y a pas de rabais pour les prix rampe de chargement publiés.

**M. Harris:** Il n'y a pas de marchandage, n'est-ce pas?

**M. Purdie:** Il y a des discussions sur la nature du prix affiché et sur la question de savoir s'il est représentatif du marché ou non.

**M. Harris:** Une fois que le prix est affiché, c'est un prix définitif?

**M. Purdie:** Pour les acheteurs qui ont droit à ce prix sur le marché intérieur.

**M. Harris:** Dans l'ancien système, c'est-à-dire avant le milieu de 1985, était-il permis de marchander sur le prix sur une base bilatérale?

**M. Purdie:** Il y avait des négociations individuelles, oui.

**M. Harris:** Ces prix étaient-ils publiés?

**M. Purdie:** Non.

**M. Harris:** Est-il juste de dire qu'en vertu de la liste actuelle des prix rampe de chargement, qui est publiée, il s'agit des prix réels des transactions, tandis que dans l'ancien système, les prix des transactions n'étaient jamais publiés, même s'il existait des prix affichés qui étaient finalement assez souples?

**M. Purdie:** Pour les acheteurs qualifiés, c'est exact.

**M. Harris:** À combien d'acheteurs, environ, vos prix rampe de chargement s'appliquent-ils? Nous ne parlons que du prix rampe de chargement de base, mais je pense aux revendeurs indépendants. Pouvez-vous dire au Comité à combien de personnes s'applique ce prix rampe de chargement?

**M. Purdie:** Je n'ai pas les chiffres exacts en tête. Je crois que c'est dix à vingt.

**M. Harris:** Pourquoi faut-il publier ce prix s'il s'agit d'un si petit groupe de clients?

**M. Purdie:** L'évolution qui s'est produite au milieu des années 1985 et qui nous a ouvert un beaucoup plus grand marché dans le nord des États-Unis nous amenait à conclure qu'il serait beaucoup plus utile d'avoir un système de prix rampe de chargement et de prix publiés comparable à celui qui était utilisé sur ces marchés pendant longtemps pour aider les acheteurs à se faire une idée du niveau des prix de gros au Canada,

[Text]

els in Canada, albeit purchases made by those buyers would be potentially transacted on a slightly different basis.

**Mr. Harris:** Are we not mixing two separate items, one the domestic market and the other the export market?

My questions really pertain to the large, unbranded resellers who would be buying in Canada. I am wondering why there is difficulty in letting them know what the prices are since there are so few of them.

**Mr. Purdie:** Mr. Chairman, there are many more buyers than simply those purchasing from us, and we certainly have a desire to participate in that full market.

**Mr. Harris:** Fair enough. Are discounts permitted from the posted prices that you have for the export market?

**Mr. Purdie:** We do not have posted prices for our export market. Those prices are struck on a transaction-by-transaction basis.

**Mr. Harris:** So, essentially, there are negotiations on prices for foreign purchases but not on prices for domestic purchases. Is that an accurate statement?

**Mr. Purdie:** It would depend on your definition of "negotiations".

**Mr. Harris:** From your rack prices which are publicized.

**Mr. Purdie:** The rack prices that are publicized for domestic qualifying buyers could be different from prices used in the export market.

**Mr. Harris:** But export prices are negotiable with the buyer, but your rack prices to Canadian buyers are not negotiable?

**Mr. Purdie:** They are posted and subject to change with very short time horizons associated with them.

**Mr. Harris:** But they are not negotiable.

**Senator Hays:** Excuse me for interrupting, but how often do your rack prices change?

**Mr. Purdie:** Frequently over the past six months.

**Senator Hays:** On a daily basis?

**Mr. Purdie:** It seems like that has happened on a daily basis, but it has been more on a weekly basis over the past few months.

**Mr. Harris:** There have been press reports that the prices negotiated with American buyers are lower than those available to Canadian domestic purchasers.

Will you sell this product that would be going to American markets to Canadian independent resellers at the same prices as you are selling it to them?

**Mr. Purdie:** It depends on what time frame you are talking about.

**Mr. Harris:** Well, in general, if Canadian independents are willing to purchase product according to the terms you are making available to American importers, would you actually conclude a transaction with the Canadian independents?

[Traduction]

même si les achats de ces acheteurs pouvaient être conclus sur une base légèrement différente.

**M. Harris:** Ne mêlons-nous pas deux choses distinctes: le marché intérieur et le marché d'exportation?

Mes questions concernent en fait les gros revendeurs de produits sans marque qui achèteraient ces derniers au Canada. Je me demande pourquoi il est difficile de leur faire connaître les prix puisqu'ils sont si peu nombreux.

**M. Purdie:** Monsieur le président, il existe beaucoup d'autres acheteurs outre ceux qui achètent nos produits, et nous désirons certainement participer à la totalité de ce marché.

**M. Harris:** Très bien. Les prix affichés pour le marché d'exportation peuvent-ils faire l'objet d'escomptes?

**M. Purdie:** Nous n'avons aucun prix affiché pour notre marché d'exportation. Les prix sont fixés au fur et à mesure des transactions.

**M. Harris:** Ainsi, en substance, des négociations sont engagées sur les prix des produits vendus à l'étranger, mais non sur les produits vendus au Canada. Est-ce bien cela?

**M. Purdie:** Cela dépend de ce que vous entendez par «négociations».

**M. Harris:** Les prix rampe de chargement qui sont annoncés.

**M. Purdie:** Les prix rampe de chargement qui sont annoncés à l'intention d'acheteurs canadiens admissibles pourraient être différents des prix fixés sur le marché d'exportation.

**M. Harris:** Mais les prix à l'exportation sont négociables avec l'acheteur, alors que les prix rampe de chargement que vous demandez aux acheteurs canadiens ne le sont pas?

**M. Purdie:** Ils sont affichés et peuvent être modifiés à de très courts préavis.

**M. Harris:** Mais ils ne sont pas négociables.

**Le sénateur Hays:** Pardonnez-moi de vous interrompre, mais vos prix rampe de chargement changent-ils souvent?

**M. Purdie:** Ils ont changé souvent au cours des six derniers mois.

**Le sénateur Hays:** Tous les jours?

**M. Purdie:** Il semble que cela ait été le cas, mais ils ont plutôt changé chaque semaine au cours des derniers mois.

**M. Harris:** Des rapports de presse ont indiqué que les prix négociés avec des acheteurs américains sont inférieurs à ceux qui sont offerts aux acheteurs canadiens.

Vendrez-vous le produit destiné aux marchés américains à des revendeurs indépendants canadiens, aux mêmes prix que ceux qui sont offerts aux Américains?

**M. Purdie:** Cela dépend de l'échéancier.

**M. Harris:** Eh bien, en général, si des sociétés indépendantes canadiennes sont disposées à acheter un produit selon les conditions que vous offrez des importateurs américains, est-ce que

[Text]

**Mr. Purdie:** The sale to the Canadian reseller would be reflected in our posted rack prices.

**Mr. Harris:** Are you saying that the lower prices that have been reported are not available to Canadian independent resellers?

**Mr. Purdie:** The prices that have been reported are prices for an export market sale under conditions connected thereto.

**Mr. Harris:** Is it correct that those export market sales prices are lower than the rack prices available to large domestic unbranded resellers?

**Mr. Purdie:** At times over the past three months those prices have been lower.

**Mr. Harris:** And when those prices are lower, is that product available in any circumstance to Canadian independent resellers who are willing to pay those prices?

**Mr. Purdie:** At that point in time it is not.

**Mr. Harris:** Do you monitor the prices of the other refiners on a day-to-day basis?

**Mr. Purdie:** The other refiners . . . ?

**Mr. Harris:** Do you monitor all the prices in the industry?

**Mr. Purdie:** The only prices of other refiners that we are aware of are those posted and published. There are only two others doing so at this point in time.

**Mr. Harris:** Have other refiners adopted the similar rack pricing system to that of Imperial Oil, and if so, how are those published prices compared to the prices that you have posted?

**Mr. Purdie:** I cannot really comment on the nature of our competitors' pricing systems. All I can comment on is what I see in the published journals, and what I see are rack prices for qualifying domestic buyers that are posted by two other domestic refiners. At times, those prices have been higher than ours, at times they have been lower than ours.

**Mr. Harris:** Could you give the committee an idea of what the price differential might be at any time that you have compared the published price list?

**Mr. Purdie:** I do not think that would be a useful comment to make. They vary considerably on a continuing basis from one another. From what I recall seeing, they do not vary by large amounts; a cent and a half or two cents has been the biggest gap I have seen, and that occurred over the past three months when the market was in such a volatile state.

**Mr. Harris:** Thank you.

**The Chairman:** Mr. Thomson, we received your material on Friday. I have not had the time to review all of the material. The committee may have to impose on you and ask you to

[Traduction]

vous transigerez bel et bien avec les sociétés indépendantes canadiennes?

**M. Purdie:** La vente au revendeur canadien aurait un effet sur nos prix rampe de chargement affichés.

**M. Harris:** Dites-vous que les prix inférieurs qui ont été signalés ne sont pas offerts à des revendeurs indépendants du Canada?

**M. Purdie:** Les prix qui ont été signalés sont les prix de vente sur le marché d'exportation qui sont fixés selon des conditions y afférentes.

**M. Harris:** Est-il vrai que ces prix de vente sur le marché d'exportation sont inférieurs aux prix rampe de chargement offerts à de gros revendeurs de produits sans marque du Canada?

**M. Purdie:** A certaines périodes au cours des trois derniers mois, ces prix ont été inférieurs.

**M. Harris:** Et lorsque ces prix sont inférieurs, le produit est-il offert en tout temps à des revendeurs indépendants du Canada qui sont disposés à payer ces prix?

**M. Purdie:** Pas à ce moment-là.

**M. Harris:** Surveillez-vous quotidiennement les prix des autres raffineurs?

**M. Purdie:** Des autres raffineurs . . . ?

**M. Harris:** Surveillez-vous tous les prix pratiqués dans l'industrie?

**M. Purdie:** Les seuls prix des autres raffineurs dont nous sommes au courant sont ceux qui sont affichés et publiés. Il n'y a que deux autres raffineurs qui le font actuellement.

**M. Harris:** D'autres raffineurs ont-ils adopté le même système de tarification rampe de chargement que celui qu'a adopté la Compagnie Pétrolière Impériale et, dans l'affirmative, comment ces prix publiés se comparent-ils aux prix que vous avez affichés?

**M. Purdie:** Je ne peux vraiment pas commenter les systèmes de tarification de nos concurrents. Je ne peux formuler des commentaires que sur ce que je vois dans les revues publiées, et il s'agit des prix rampe de chargement offerts à des acheteurs canadiens admissibles et qui sont affichés par deux autres raffineurs du pays. A certains moments, ces prix ont été supérieurs aux nôtres et à d'autres, inférieurs.

**M. Harris:** Pourriez-vous donner au Comité une idée de la différence entre les prix que vous avez constatée lorsque vous avez comparé les listes de prix publiés?

**M. Purdie:** Je ne crois pas que ce serait une observation utile à faire. Les prix varient constamment. Si je me souviens bien, les différences ne sont pas considérables, le plus grand écart que j'ai vu étant de un cent et demi ou deux cents, et cela s'est produit au cours des trois derniers mois, lorsque le marché fluctuait beaucoup.

**M. Harris:** Je vous remercie.

**Le président:** Monsieur Thomson, nous avons reçu vos documents vendredi. Je n'ai pas eu le temps de tous les examiner. Le Comité vous demandera peut-être de revenir à une date



[Text]

return, if necessary, for a short meeting at some future date. I would ask you to bring Mr. Lougheed with you if he has not retired.

**Mr. Thomson:** It would not be an imposition but a pleasure to return, Mr. Chairman. Mr. Lougheed is still with us as well.

**The Chairman:** On behalf of the members of the committee, I thank all of the officials from Esso Petroleum Canada for all of the work they have done in preparing their presentation today. I also thank the witnesses for their appearance before the committee today.

The committee adjourned.

Ottawa, Monday, April 28, 1986

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 2.30 p.m. to review all aspects of the National Energy Program including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, I would like to welcome the representatives of Texaco Canada. Leading the delegation is Mr. Stuart Walker, the Senior Vice-President. With Mr. Walker is Mr. Colin Wild, the General Manager, Supply and Distribution; Mr. Neal Eggen, Senior Vice-President representing the upstream section of Texaco Canada Resources; and Mr. Douglas Maddock, Federal Government Relations.

I welcome you gentlemen, and look forward to sharing this next hour or hour and a half with you in a discussion of this grave problem and crisis which we have at the moment. We look forward to the information you have to offer us in this respect.

I believe, Mr. Walker, you have an opening statement to make, and we will, thereafter, discuss it and any of the other documents that you have presented to the committee.

**Mr. Stuart J. Walker, Senior Vice-President, Texaco Canada Inc.:** Thank you, Mr. Chairman. I think Mr. Maddock has a few opening introductory words.

**Mr. Douglas W. Maddock, Federal Government Relations, Texaco Canada Inc.:** Honourable senators, one of my purposes was to introduce the panel, but your Chairman did such an admirable job that I will not do that. There is, however, one comment that I would like to make on behalf of those present and that is to express their appreciation for the opportunity to be here this afternoon. As you said, there are some very significant happenings, senator, in the marketplace, and we thought this would be an opportunity just to dialogue in general terms about some of the industry's problems, and perhaps more importantly to express some of Texaco's views in particular. Perhaps the dialogue that follows will be of assistance to the committee members in terms of your mandate. So, with that in mind, Mr. Chairman, I would turn it over to Mr. Walker to make an opening statement.

**Mr. Walker:** My colleagues and I have a wide experience in the petroleum industry—downstream and upstream, and Mr.

[Traduction]

ultérieure, si besoin est, pour assister à une brève séance. Je vous demanderais d'inviter également M. Lougheed, s'il n'a pas pris sa retraite.

**M. Thomson:** Je serais très heureux de revenir, monsieur le président. M. Lougheed est toujours avec nous.

**Le président:** Au nom des membres du Comité, je remercie tous les représentants d'Esso Ressources Canada Limitée tous efforts qu'ils ont déployés pour préparer l'exposé d'aujourd'hui. Je remercie également les témoins d'avoir comparu devant le Comité.

La séance est levée.

Ottawa, le lundi 28 avril 1986

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 14 h 30 pour étudier tous les aspects du nouveau programme énergétique national, notamment ses effets sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, j'aimerais accueillir ici les représentants de Texaco Canada, dont la délégation est dirigée par le vice-président principal de la compagnie, M. Stuart Walker. Il est accompagné du directeur général des approvisionnements et de la distribution, M. Colin Wild, et du représentant de la section Texaco Canada Ressources, dont il est le vice-président principal, M. Neal Eggen, ainsi que de M. Douglas Maddock, qui est chargé des relations avec le gouvernement fédéral.

Je vous souhaite la bienvenue, messieurs; nous allons consacrer les soixante ou quatre-vingt dix prochaines minutes aux graves problèmes et à la crise que nous traversons en ce moment. Nous allons prendre connaissance de l'information que vous avez à nous présenter à ce sujet.

Je crois, monsieur Walker, que vous avez une déclaration préliminaire à présenter, après quoi nous évoquerons les autres documents soumis au comité.

**M. Stuart J. Walker, vice-président principal, Texaco Canada Inc.:** Je vous remercie, monsieur le président. Je crois que M. Maddock a à nous présenter une courte introduction.

**M. Douglas W. Maddock, Relations avec le gouvernement fédéral, Texaco Canada Inc.:** Monsieur le président et honorables sénateurs, je devais notamment vous présenter la délégation, mais vous l'avez si bien fait, monsieur le sénateur, que je n'ai plus à le faire. Je voudrais cependant vous dire, au nom des membres de la délégation, que Texaco vous remercie de lui avoir donné la possibilité de se faire entendre ici cet après-midi. Comme vous l'avez dit, sénateur, il se passe des choses très importantes sur le marché et nous avons pensé trouver ici une occasion d'évoquer en termes généraux certains des problèmes qu'affronte le secteur pétrolier, en mettant l'accent sur le point de vue de Texaco à leur sujet. La discussion qui va suivre pourra sans doute aider les membres du comité à s'acquitter de leur mandat. Ceci dit, monsieur le président, je voudrais céder la parole à M. Walker qui présente une déclaration préliminaire.

**M. Walker:** Mes collègues et moi-même, qui sommes ici cet après-midi, avons une grande expérience des activités du sec-

*[Text]*

Chairman, and we thank you for this opportunity to discuss some of the issues affecting the Canadian petroleum industry in general, and Texaco Canada in particular.

Falling crude oil prices have created so many immediate problems that you might be surprised to find us concerned about the problems of the year 2000.

However, the twenty-first century is less than 14 years away. Even before then we will be running short of the conventional light low-sulphur western Canadian crude oil which our Canadian refineries were designed to handle. Enormous capital investments will be required to enable the producing and the refining segments of our business to cope with increased production from heavy oil deposits and the oil sands, and it is difficult to see how these investments can be financed in light of today's situation.

We shall return to this subject later, but first, a look at some of today's problems.

It seems that our industry's revenues have been caught between the jaws of a pincer attack in both major segments of our business—the upstream exploration and production section, which historically has provided a reasonable return on investment, and the downstream refining and marketing sector which rarely has done so.

Even now the downstream still is suffering from the effects of rapidly rising crude oil prices which began in the 1970s. Changes in our business resulting from energy conservation measures, government off-oil programs, and economic recession have cost our industry about 22 per cent of its market for petroleum products during the past five years. The adjustment was painful in both financial and human terms. There were severe cutbacks, but there still is excess refining and marketing capacity overhanging the market, particularly in central Canada.

Now the upstream end of the business is being decimated by rapidly dropping crude oil prices, which have fallen this year by almost a half. And again the adjustment has been painful for Canadians who earn their living in the petroleum industry, and also for their employers and governments.

It is impossible to predict future prices. Nobody 10 years ago could have foreseen our present scenario. Back in 1979 forecasters were predicting oil at \$US 100, or \$Cdn 130 a barrel for this year, 1986.

The situation now is serious enough to demand immediate attention and action. The first step should be the elimination of the Petroleum and Gas Revenue Tax, which drains 10 per cent of production revenues right off the top. It is scheduled to be phased out by the end of 1988. Ending it right now, or accelerating the phase-out, would immediately provide some needed funds for the industry to survive.

*[Traduction]*

teur pétrolier, aussi bien au niveau de la production que de la distribution. Nous vous remercions, monsieur le Président, de nous avoir donné la possibilité d'évoquer ici certains des problèmes qu'affronte le secteur pétrolier canadien en général, et Texaco Canada en particulier.

La chute des prix du pétrole brut a suscité tant de problèmes immédiats que vous vous étonnerez peut-être de nous voir nous préoccuper des problèmes de l'an 2 000.

Pourtant, il reste moins de 14 ans avant le vingt et unième siècle, et avant cette échéance, nous aurons épuisé nos réserves de brut léger à faible teneur en soufre de l'Ouest canadien, en fonction duquel les raffineries canadiennes ont été conçues. Il faudra d'énormes investissements pour rénover les éléments de production et de raffinage, de façon qu'ils puissent s'accommoder en plus grande proportion des matières premières provenant de gisements de pétrole lourd et des sables bitumineux, et naturellement, on voit mal comment de tels investissements pourraient être financés dans le contexte actuel.

Nous reviendrons ultérieurement sur cette question, mais voyons tout d'abord des problèmes qui se posent à l'heure actuelle.

Il semble que les revenus du secteur pétrolier se trouvent actuellement pris en étau aussi bien en amont, soit au niveau de la prospection et de la production, qui ont toujours été caractérisées par un bon rendement, qu'en aval, au niveau du raffinage et de la commercialisation, où les investissements ont rarement été aussi profitables.

En fait, la partie aval du secteur pétrolier souffre aujourd'hui des effets de la flambée des prix du pétrole qui s'est amorcée dans les années 70. Les modifications du secteur pétrolier, qui ont résulté des mesures de conservation de l'énergie, des programmes de remplacement des produits pétroliers et de la récession économique, nous ont coûté environ 22 p. 100 du marché des produits pétroliers au cours des cinq dernières années. L'adaptation a été très douloureuse, aussi bien au plan financier qu'au plan humain. On a procédé à des coupures draconiennes, mais il reste un excédent de capacité de raffinage et de commercialisation qui nuit au marché, en particulier dans le Canada central.

En ce qui concerne la partie amont du secteur pétrolier, elle est frappée de plein fouet par la chute rapide du prix du pétrole brut, qui a diminué de près de moitié cette année. Ici aussi, les rajustements ont été très douloureux pour les Canadiens qui vivent du secteur pétrolier, ainsi que par leurs employeurs et pour les pouvoirs publics.

Il est impossible de prédire l'évolution future des prix. Il y a 10 ans, personne n'aurait prédit le scénario actuel. En 1979, on prévoyait pour 1986 des prix de 100 \$ US ou de 130 dollars canadiens le baril.

La situation est suffisamment grave pour justifier une attention et des mesures immédiates. Il faudrait tout d'abord éliminer la taxe sur les revenus pétroliers et gaziers, qui accapare d'emblée 10 p. 100 des revenus de production. Les pouvoirs publics prévoient l'élimination de cette taxe d'ici 1988. En la faisant disparaître dès maintenant ou en accélérant son élimination, on libérerait immédiatement une partie des fonds dont le secteur pétrolier a besoin pour survivre.



*[Text]*

At the provincial level, broad and permanent cuts in Saskatchewan's and Alberta's excessively high royalties are needed to relieve some of the dislocation caused by severe declines in revenue. Furthermore, the consuming provinces must lower the high taxes imposed upon the sale of petroleum products to enable the industry to generate funds for investment.

Canada cannot be isolated from world crude oil markets, so there should be no moves toward legislating a floor price for crude oil. Our company called for an end to regulation when Canadian domestic crude oil prices were kept artificially low. We are not about to reverse our position now when times are tough, and call for more regulation to make prices artificially high in Canada while the rest of the world is living with the new reality of a commodity market for oil.

Such regulation has proven, time and time again, to be counterproductive. We know the damage caused by the National Energy Program regulation. The industry can only cope with the present circumstances in a deregulated environment.

The current low crude prices are delaying investment in upstream projects and shutting in more expensive crude production in Canada and elsewhere. The industry has been forced to postpone its investment plans in order to survive in the short term.

Despite present difficulties, Canada's hydrocarbon resource base makes us one of the few nations in the world that can count on a safe, secure, stable and long lasting supply of petroleum energy. Our heavy oil and oil sands deposits and vast gas reserves guarantee that we will retain our self-reliance in hydrocarbons indefinitely, given an environment conducive to investments that will facilitate timely development of these resources.

Our industry's upstream problems have dominated discussion recently, but some potentially serious downstream problems do not as yet seem to have been adequately addressed. As mentioned in our opening remarks, enormous investments in upgrading facilities and refinery modifications will be required in the 1990s to produce petroleum products from the heavier higher sulphur crudes that will flow from our abundant heavy oil and oil sands resources. We do not have the necessary specialized refining capability in this country to handle such crudes, and our chances of acquiring it are remote considering the poor rate of return of the refining and marketing business.

The required downstream investments will be measured in the billions of dollars. A rough cost estimate for upgrading a refinery for handling the heavier crudes would be approximately \$1 billion for each 100,000 barrels a day of capacity. A hundred thousand barrels a day of upgraded feedstock would

*[Traduction]*

Au niveau provincial, il faudrait obtenir des réductions importantes et permanentes des redevances excessives perçues par la Saskatchewan et par l'Alberta, afin d'atténuer les effets perturbateurs de l'affaiblissement des revenus des compagnies. De surcroît, les provinces consommatrices devraient réduire les très lourdes taxes qu'elles imposent sur la vente des produits pétroliers, afin de permettre au secteur pétrolier de régénérer ses fonds d'investissement.

Le Canada ne peut rester à l'écart des marchés mondiaux du brut; il faudrait donc éviter de légiférer pour fixer un prix plancher du pétrole brut. Notre compagnie a demandé qu'on mette fin à la réglementation à l'époque où le prix du brut sur le marché intérieur était maintenu artificiellement à un prix très bas. Ce n'est pas maintenant que nous allons changer d'avis, en pleine période d'austérité, pour demander un renforcement de la réglementation afin de faire monter artificiellement les prix au Canada, alors que la réalité du marché du pétrole a changé pour tout le reste du monde.

La réglementation s'est toujours révélée néfaste. Nous connaissons les dommages qu'a causés celle du programme énergétique national. Le secteur pétrolier ne pourra faire face à la situation présente que dans un contexte de déréglementation.

La faiblesse des prix actuels du brut retarde l'investissement dans les projets de prospection et d'exploitation, entraînant la fermeture des chantiers de production les moins rentables au Canada et ailleurs. Le secteur pétrolier a été contraint de différer ses plans d'investissement pour assurer sa survie à court terme.

Malgré les difficultés présentes, le Canada reste l'une des rares nations au monde qui puisse compter, grâce à l'étendue de ses ressources, sur des approvisionnements sûrs, stables et durables en énergie pétrolière. Grâce à nos gisements de brut lourd et de sables bitumineux et à nos immenses réserves de gaz, nous pouvons assurer indéfiniment notre autosuffisance en hydrocarbure, à condition de pouvoir miser sur un climat propice aux investissements et capable de faciliter l'exploitation de ces ressources en temps voulu.

Les problèmes de la prospection et de la production ont été récemment au cœur du débat; il semble pourtant que les problèmes éventuels du raffinage et de la distribution n'aient pas été correctement posés. Comme je l'indiquais tout à l'heure, il va falloir d'énormes investissements pour améliorer les installations et pour modifier les raffineries d'ici 1990 afin qu'elles puissent transformer le brut lourd plus riche en soufre provenant de nos gisements et de nos ressources en sables bitumineux. Notre pays n'est pas doté des installations de raffinage nécessaires au traitement de cette qualité de brut, et nous risquons d'avoir du mal à en faire l'acquisition, compte tenu du faible taux de rendement des activités de raffinage et de commercialisation.

Les investissements nécessaires en aval du secteur pétrolier se mesurent en milliard de dollars. Pour moderniser une raffinerie afin qu'elle puisse traiter le brut lourd, il faut environ 1 milliard de dollars pour chaque tranche de 100 000 barils par jour de capacité de production, c'est-à-dire la production d'une



*[Text]*

supply the needs of just one medium-sized refinery, such as our plant at Nanticoke in Ontario.

Texaco Canada's refining and marketing operations produced a negative after-tax return on capital employed in 1983 and 1984. The return improved to 2.2 per cent in 1985, less than half the net return available from Canada Savings Bonds. Companies cannot form the capital necessary for large downstream investments under these circumstances. Even if the capital were available, they could not justify to their shareholders investing such large amounts for such low rates of return.

Part of our problem is the disproportionate taxation focused upon the petroleum industry. Gasoline, for instance, is taxed as if it were a luxury product instead of a commodity. Gasoline and crude oil are now both traded as commodities on various markets, just like pork bellies and orange juice. Speculators and hedgers trade contracts for the future based upon their view of where prices are going. That represents a tremendous change from the old days of administered prices. Most taxation experts agree that high taxation levels are not compatible with commodities.

The poor returns from refining and marketing operations undoubtedly hastened the withdrawal of BP, Petrofina, and Gulf from the Canadian market, and the consequent growth of Petro-Canada.

We believe the consumer would be better-served if all competitors had to play by the same rules, which in the past has proven to be somewhat difficult for a crown corporation. Petro-Canada is competing without a bottom line responsibility to shareholders. Also, as a crown corporation its activities can be influenced by political rather than business considerations.

Competitive forces in the petroleum industry, contrary to popular mythology, are very strong. Four years of hearings before the Restrictive Trade Practices Commission on The State of Competition in the Canadian Petroleum Industry have attested to that. Service station operators watch their rivals like hawks and change prices frequently to retain their share of the market. Product differentiation and innovation is continuous. The market also remains open to new entrants. New names are appearing over many service stations right across the country.

We have stressed the need for circumstances that will permit capital formation because large investments will be required both upstream and downstream in the 1990s. This requirement should not be overlooked by policy-makers of the 1980s.

It is true that crude oil has become a commodity on international markets, but for Canadians it is a commodity like no other. Orange juice is also a commodity, but it never will become a national goal for Canada to become self-sufficient in

*[Traduction]*

raffinerie moyenne, comme celle que nous possédons à Nanticoke, en Ontario.

Les activités de raffinage et de commercialisation de Texaco Canada se sont soldées par un rendement négatif après impôt en ce qui concerne le capital utilisé en 1983 et 1984. Ce taux s'est amélioré pour atteindre 2,2 p. 100 en 1985, soit moins de la moitié du rendement net des obligations d'épargne du Canada. Dans ces circonstances, les compagnies ne peuvent constituer les capitaux nécessaires aux énormes investissements auxquels elles doivent procéder en aval. Même si elles disposaient de ces capitaux, elles ne pourraient pas justifier vis-à-vis de leurs actionnaires l'investissement de ces montants énormes pour un taux de rendement aussi bas.

Notre problème tient en partie à la taxation excessive imposée au secteur pétrolier. Par exemple, l'essence est taxée comme si elle constituait un produit de luxe, et non de base. L'essence et le pétrole brut sont maintenant négociés en tant que produits de base sur les différents marchés, au même titre que le porc ou le jus d'orange. Les spéculateurs et les investisseurs jouent sur l'avenir en fonction de leurs prévisions concernant l'évolution des prix, ce qui représente un changement énorme par rapport à l'époque où les prix étaient réglementés. La plupart des fiscalistes reconnaissent que les taux élevés de taxation sont incompatibles avec les produits de base.

Le faible rendement du raffinage et de la commercialisation a certainement hâté le retrait de BP, de Petrofina et de Gulf du marché canadien, qui s'est accompagné d'une plus forte mainmise de Petro-Canada.

Nous estimons qu'il serait préférable, pour le consommateur, que tous les concurrents appliquent les mêmes règles; or, les sociétés de la Couronne en sont pratiquement incapables. Petro-Canada pratique la concurrence alors qu'elle n'a aucune des responsabilités essentielles que les autres doivent assumer vis-à-vis des actionnaires. De surcroît, comme il s'agit d'une société de la Couronne, ses activités peuvent être orientées en fonction de considérations politiques sans rapport avec les exigences du monde des affaires.

Contrairement à ce qu'on pense généralement, la concurrence est très forte dans le secteur pétrolier, comme en attestent les quatre dernières années d'audiences de la Commission des pratiques commerciales restrictives consacrées à l'état de la concurrence dans le secteur pétrolier canadien. Les exploitants de stations-service se surveillent farouchement et modifient fréquemment leurs prix pour conserver leur part du marché. On procède constamment à des mesures d'innovation et de différenciation des produits. Le marché reste ouvert aux nouveaux venus, dont les noms apparaissent dans de nombreuses stations-service d'un bout à l'autre du pays.

Nous avons insisté sur la nécessité de circonstances favorables à la formation du capital, car il va falloir procéder à des investissements massifs aussi bien en amont qu'en aval d'ici 1990. Les responsables politiques des années 80 auraient bien tort de ne pas tenir compte de cette exigence.

Il est vrai que le pétrole brut est devenu un produit de base sur les marchés internationaux, mais qu'il n'est pas un produit de base comme les autres pour les Canadiens. Le jus d'orange est lui aussi un produit de base, mais le Canada n'aura jamais

*[Text]*

orange juice production. It could be done—billions of dollars could be spent on greenhouse construction—but there is no need. If orange juice became prohibitively priced on international markets, or if supplies were disrupted, it would be inconvenient but not disastrous.

Life might be easier for all of us if crude oil could be treated as just another commodity. We would not have to worry about the depletion of our domestic conventional oil reserves, or concern ourselves with long-range planning on how to bring new supplies to market from heavy oil deposits, the oil sands and from frontier areas. We would not have to be asking ourselves, years in advance, how the necessary facilities to provide energy for Canadians can be paid for.

However, there is no practical alternative for the part that petroleum plays in our society, apart from a large decline in our standard of living. Petroleum will be needed at the beginning of the 21st century to satisfy an estimated 40 per cent of Canada's energy needs.

Canada has the resource base and our industry has the expertise to meet this demand. Given a climate in which earnings can generate the necessary investment capital, such demands will be met.

Mr. Chairman, that concludes my opening remarks.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Walker. I wonder if I might open the discussion with the first item of your submission regarding the PGRT in which you advocate ending it right now or accelerating the phase-out. You say that it would immediately provide some needed funds for the industry to survive.

I think you will agree with me that that is not a unanimous agreement or view of the industry. The committee heard evidence just a week ago from the small independents of the producing sector indicating that that would have no effect with respect to their operations and that it would only be the multinationals, who have the most production, who would be the benefactors of such an initiative.

**Mr. Walker:** I will ask Mr. Eggen to answer that question.

**Mr. Neal H. Eggen, Senior Vice-President, Texaco Canada Resources:** My response to that, Mr. Chairman, is that it is not a function of level of production that determines whether or not corporations pay PGRT. It is my understanding that the smaller companies enjoy a degree of exemption from PGRT which the larger companies do not.

**The Chairman:** I asked you: Is it not the multinationals which will benefit from any relief in PGRT, the large producers?

**Mr. Eggen:** The multinationals, the larger producers, that is, those who produce enough oil to be beyond the exemption level would benefit from it, that is correct.

*[Traduction]*

pour objectif national de devenir autosuffisant dans la production de jus d'orange. Il pourrait le devenir, à coups de milliards de dollars consacrés à la construction de serres, mais ça ne répondrait à aucun besoin. Si le prix du jus d'orange atteignait des niveaux prohibitifs sur les marchés internationaux, ou si les approvisionnements étaient interrompus, ce serait un inconvénient pour le Canada, mais pas un désastre.

Tout serait sans doute plus facile pour chacun d'entre nous si le pétrole brut pouvait être considéré comme un produit de base ordinaire. Nous n'aurions pas à nous inquiéter de l'épuisement de nos réserves de pétrole conventionnel, ni à nous préoccuper de la planification à long terme de l'approvisionnement du marché à partir de l'exploitation de gisements de pétrole lourd, des sables bitumineux et des régions pionnières. Nous n'aurions pas à nous demander, plusieurs années à l'avance, comment financer les installations dont les Canadiens ont besoin pour s'approvisionner en énergie.

Malheureusement, rien ne saurait remplacer le pétrole pour le rôle qu'il joue dans notre société, sinon une baisse importante de notre niveau de vie. D'après les prévisions actuelles, on aura besoin du pétrole au début du 21<sup>e</sup> siècle pour faire face à 40 p. 100 des besoins énergétiques du Canada.

Notre pays dispose des ressources matérielles et humaines dont il a besoin pour faire face à cette demande, mais il ne pourra la satisfaire que dans un climat caractérisé par un rendement suffisant pour attirer les investissements nécessaires.

Voilà qui met fin à ma déclaration préliminaire, monsieur le président.

**Le président:** Je vous remercie, monsieur Walker. Nous pourrions peut-être ouvrir le débat avec le premier sujet de votre mémoire concernant la taxe sur les revenus pétroliers et gaziers, dont vous préconisez la suppression immédiate ou l'élimination accélérée. Vous dites qu'une telle mesure vous procurerait une partie des fonds dont le secteur pétrolier a besoin pour survivre.

Vous reconnaîtrez sans doute avec moi que cette revendication ne fait pas l'unanimité dans le secteur pétrolier. Il y a tout juste une semaine, le comité a recueilli le témoignage de petits producteurs indépendants qui ont déclaré qu'une telle mesure n'aurait aucun effet sur leurs activités, et qu'elle ne profiterait qu'aux multinationales, qui assurent le gros de la production.

**M. Walker:** Je voudrais demander à monsieur Eggen de répondre à cette question.

**M. Neal H. Eggen, vice-président principal, Texaco Canada Ressources:** Monsieur le président, ce n'est pas le niveau de production qui détermine le montant de la TRPG payée par une compagnie. Je crois savoir que les petites compagnies sont plus épargnées par cette taxe que les grosses.

**Le président:** Je voulais vous demander: Est-ce que ce sont les multinationales, à savoir les gros producteurs, qui profiteraient d'une suppression de la TRPG?

**M. Eggen:** Oui, ce sont les multinationales, les gros producteurs, c'est-à-dire ceux qui produisent suffisamment de pétrole pour dépasser le seuil d'exemption; c'est exact.

[Text]

**The Chairman:** You stated in your annual report that you cannot continue as a major engine of economic growth if crude oil prices remain the same. Is it crude oil prices or is it taxation that is causing the problem?

**Mr. Eggen:** It is actually both. The PGRT is a form of well-head tax. The wellhead total value is volume times price. Of course the price is very low and very much depressed these days, but on top of that there is the 10 per cent PGRT which is deducted right at the wellhead.

**The Chairman:** In your annual report I notice that two or three times you state that Texaco is in a very strong position and in an excellent position to weather the price turbulence and to participate in investment opportunities. On page 10 of your report you state:

The company's strong financial position enables it to increase its reserves through economically viable acquisitions . . . Opportunities for further acquisitions are being evaluated.

If you are in a strong financial position to weather the storm, would it not be a rather unacceptable initiative on the part of the Government of Canada to relieve you of the PGRT in order to be in an even stronger position to engage in the acquisitions of small Canadian producers?

**Mr. Eggen:** I am sure that all companies, large and small, look at two basic ways in which to replace their reserve bases: either to the acquisition route or to the exploration route. Many companies follow a balance of exploration and acquisition policies, so you have to judge which is the most economic route to take under the circumstances, in terms of improving and adding to your resource base. It is no different from any other industry in that regard.

**The Chairman:** I have no argument with that. Naturally you will want to increase your resource base. But is it not a short-sighted policy of the people of Canada to relieve you of taxation so as to give you that much more revenue to engage in the acquisition of Canadian companies?

**Mr. Eggen:** It is quite possible that the same relief would be applied to investment in Canada, both in the heavy oil sector and offshore, for the development of additional reserves for Canada. Whether it be an offshore project in the Beaufort Sea or eastern Canada or a project in the heavy oil sands of Alberta, those are viable options and we are reviewing them all the time.

**The Chairman:** As I understand you, you are going to be approximately \$10 billion short in cash flow this year with respect to exploration. If you are short that much, \$600 million will not have a great impact, will it?

**Mr. Eggen:** I cannot speak to that. I am not familiar with that statistic.

**The Chairman:** Let me put the question another way. Will the relief of \$600 million have any real impact on exploration

[Traduction]

**Le président:** Vous avez déclaré dans votre rapport annuel que vous cesseriez de figurer parmi les locomotives de la croissance économique si le prix du pétrole brut se maintient au niveau actuel. Est-ce le prix du pétrole brut ou la taxation qui cause un problème?

**M. Eggen:** Ce sont les deux. La TRPG est une forme de taxe à la tête de puits. La valeur totale de la production à la tête de puits dépend du volume de production et du prix. Naturellement, le prix est actuellement très bas mais à cela s'ajoute le fait qu'il faut encore déduire une TRPG de 10 p. 100 directement à la tête de puits.

**Le président:** Dans votre rapport annuel, vous indiquez à deux ou trois reprises que Texaco est actuellement en excellente position pour résister à la fluctuation des prix et pour participer aux possibilités offertes en matière d'investissement. A la page 10 de votre rapport, on lit ceci:

La solide situation financière de la compagnie lui permet d'augmenter ses réserves grâce à des acquisitions économiquement viables . . . Elle envisage d'autres possibilités d'acquisition.

Si vous êtes dans une bonne situation financière qui vous permet d'affronter la tourmente, ne serait-il pas contestable, de la part du gouvernement du Canada, de vous soulager de la TRPG ce qui renforcerait encore vos possibilités d'absorption à l'égard des petits producteurs canadiens?

**M. Eggen:** Je suis certain qu'en principe, pour toutes les pétrolières, les grandes comme les petites, il y a deux façons de renouveler leurs stocks: acheter d'autres sociétés ou prospecter. De nombreuses sociétés font les deux, ce qui les oblige à déterminer laquelle des deux méthodes est la plus économique dans les circonstances. Sur ce plan, toutes les sociétés sont dans la même situation.

**Le président:** Je vous le concède volontiers. Toutes les pétrolières veulent naturellement accroître leurs stocks. Mais les Canadiens ne font-ils pas preuve de courte vue en vous soustrayant à l'obligation de payer vos impôts dans le but de vous aider financièrement à acheter des sociétés canadiennes?

**M. Eggen:** Il est tout à fait possible que nous investissions ces revenus supplémentaires dans la mise en valeur de nouveaux gisements de pétrole lourd ou de gisements en haute mer au Canada. Que les pétrolières investissent dans un gisement en haute mer, soit dans la Mer de Beaufort ou dans l'Est du Canada, ou dans l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta, ce sont toutes des entreprises éventuellement rentables que nous étudions et révisons en permanence.

**Le président:** Si je vous comprends bien, vos bénéfices avant amortissement, qui vous servent à la prospection, accusent une diminution d'environ 10 milliards de dollars cette année. Compte tenu d'un tel manque à gagner, 600 millions ne feront pas une grande différence, n'est-ce pas?

**M. Eggen:** Je ne peux pas répondre à votre question parce que ce montant ne me dit rien.

**Le président:** Je vais donc formuler ma question autrement. Le dégrèvement de 600 millions aura-t-il vraiment des répercussions sur la prospection dans l'Ouest du Canada, compte



[Text]

in western Canada when your shortfall is much greater in terms of cash flow?

**Mr. Eggen:** Certainly that will go a long way towards increased exploration in western Canada, in the Beaufort, in the offshore and in the heavy oil projects of Alberta. That is a lot of money.

**The Chairman:** That is a lot of money to the majors.

**Mr. Eggen:** Yes; that is a lot of money to the majors or the minors.

**The Chairman:** The minors will not get much out of it. It is the majors that will get 90 per cent of it.

**Senator Lefebvre:** Mr. Chairman, I wish to thank the representatives of Texaco for appearing before us. This committee has been trying to get the facts of the present situation affecting the petroleum industry in Canada. I think you would be the first one, Mr. Walker, to admit that we do not have a very easy task. As one might imagine, this committee hears conflicting points of view. I would hope that, as a representative of one of the majors, you could address yourself to this.

On the one hand, we hear that the Canadian consumer is getting "hosed," that he is paying too much for gasoline at the pumps, that people who live conveniently close to the U.S. border can slip across it to fill up for \$8 to \$12 Canadian less than they can in Canada. We hear from the small Canadian producer who does not have a refinery that his company must sell to you people or to the other four majors in Canada. He is of the view that he gets anywhere from \$3 to \$6 less in Canada than in the United States, yet the American consumer can fill up at the pump at a much lower cost. How do you answer that? The small producer has shown us figures indicating that he is not getting what he considers to be a fair deal from the majors. The consumers continuously complain that the majors are not giving them a fair deal.

Where is all of that money going? Who is making the big bucks right now? Is anyone making huge windfall profits or is our system in Canada so inefficient that it takes three to four months for the price of gasoline at the pump to drop? In the U.S. market, which is 10 times greater, in a matter of weeks the price of gasoline dropped dramatically.

This is what the people are questioning. Could you be of assistance to this committee by putting forward the majors' side of the story?

**Mr. Walker:** That is one of the reasons why we thought we ought to come. We would like to try to explain that apparent contradiction. If I might, I will begin with the second part of the question first, because the story does start with crude. We have a world commodity and various markets are driving that commodity. In the Canadian context, there are really three such markets: there is a west coast-U.S. market, which is driven by Alaskan-North Slope crude oil, and the mountains

[Traduction]

tenu d'un manque à gagner beaucoup plus important dans vos bénéfices avant amortissement?

**M. Eggen:** Cela nous aidera considérablement à accroître nos travaux de prospection dans l'Ouest du Canada, en Mer de Beaufort, au large des côtes et dans les gisements de pétrole lourd de l'Alberta. C'est une somme considérable.

**Le président:** C'est une somme considérable qui ne servira qu'aux grandes pétrolières.

**M. Eggen:** Oui, c'est une somme considérable qui servira tant aux grandes qu'aux petites.

**Le président:** Les petites pétrolières n'auront pas une grande part du gâteau. Les géantes de l'industrie en accapareront 90 p. 100.

**Le sénateur Lefebvre:** Monsieur le président, je tiens à remercier les représentants de Texaco d'être venus témoigner. Notre comité essaie de se mettre au fait de la situation actuelle de l'industrie pétrolière canadienne. Je crois que vous seriez le premier, monsieur Walker, à admettre que c'est une tâche difficile. Comme vous vous en doutez, notre comité entend des points de vue contradictoires. J'espère qu'en tant que représentant d'une grande société pétrolière, vous nous aiderez à résoudre ce problème.

D'une part, nous entendons dire que le consommateur canadien se fait «exploiter», qu'il paie son essence trop cher, que ceux qui habitent assez près de la frontière américaine peuvent aller faire le plein aux États-Unis pour 8 à 12 \$ canadiens de moins qu'ils ne paieraient au pays. Les petits producteurs canadiens qui ne possèdent pas de raffinerie nous disent qu'ils doivent vendre leur production à votre société ou à l'une ou l'autre des quatre grandes sociétés au Canada. Ils sont d'avis que vous leur versez de 3 à 6 \$ de moins au Canada qu'aux États-Unis, et ce en dépit du fait que les consommateurs américains peuvent faire le plein à beaucoup moins cher que les Canadiens. Qu'avez-vous à répondre à cela? Les petits producteurs nous ont montré des chiffres indiquant que le prix qu'ils obtiennent des grandes sociétés n'est pas juste, à leurs yeux. Les consommateurs, quant à eux, se plaignent constamment de devoir payer un prix trop élevé aux grandes pétrolières.

Où va tout cet argent? Qui se remplit le plus les poches à l'heure actuelle? Certaines sociétés réalisent-elles des profits astronomiques, ou le système canadien est-il si mal conçu que le prix de l'essence à la pompe met trois à quatre mois pour diminuer? Aux États-Unis, où le marché est dix fois plus important, le prix de l'essence est tombé considérablement en quelques semaines seulement.

Voilà ce que les Canadiens voudraient savoir. Vous seriez utile à notre comité en exposant la version des grandes pétrolières.

**M. Walker:** C'est l'une des raisons pour lesquelles nous avons cru bon de venir témoigner. Je vais essayer de vous expliquer ce paradoxe plus apparent que réel. Si vous me le permettez, je répondrai d'abord à la deuxième partie de la question, parce que le pétrole brut est au cœur de toute l'affaire. Nous possédons une marchandise en demande dans le monde et vendue sur divers marchés. Au Canada, il y a en fait trois marchés: celui de la côte ouest et des États-Unis, qui est alimenté

## [Text]

act as a bit of a barrier in respect of it; there is the central market of the United States, which is driven, basically, out of Chicago, and then there is the North Sea-Persian Gulf market, which is open to the east coast of the United States. Those markets tend to be competitive. They do vary a bit, with the exception of the west coast market, where the Alaska-North Slope crude is actually much cheaper than the crude in Chicago. There are reasons for that, but it is mainly because the Alaskan-North Slope oil may not be exported out of the United States, so it has to be forced into the west coast. The net result of that is that most of the time there is a differential of \$1.50 to \$2.00 between Anacortes, in Washington state, and Chicago in the mid-continent.

To put that exception to one side, we will try to zero in on Chicago and Montreal. As a refiner, I have to compete in another commodity market, which is the gasoline market. We could pick up a newspaper on any day and see what are the barge rates in New York or the tanker rates in Rotterdam or in the gulf. I have to keep one eye on that. There is only one way that I can hope to survive, and that is to buy my crude competitively. The markets do that for me. I can move west Texas intermediate crude into Ontario or I can move North Sea oil into Montreal, so I watch those markets and I post a competitive market in Edmonton. Why would I not do so? My company has two arms. I have Mr. Eggen at the producing end and I am down at the other end. Of course, I do not want to do him any harm; I want a fair arm's length deal between us. Mr. Wild, who runs that part of the business, watches the markets in Chicago and in the North Sea. We post a competitive price at Edmonton against those quotations.

From a practical point of view, it is not possible to change the prices every day, which is what we would have to do, especially when you realize that it takes 40-odd days to get the crude from Edmonton to Ontario. That is for starters. Therefore, in a typical month we are changing our prices four or five times as the Chicago and London markets move. We change our prices so that the barrels out of Edmonton can competitively move to Montreal or to Chicago. Why Chicago? Because I can buy in Chicago for my Ontario refinery. Okay? So the small producers do have a problem with that, which I understand, that very often there is a gap between those markets. If we could work out a perfect system, we would have a whole series of postings. We would say, "For a barrel that goes to Montreal, this will be our posting; for a barrel that goes to Chicago, this will be our posting; and for a barrel that goes to Anacortes, there will be another posting", which would be \$2 less. But on a practical basis that is not the way markets work. Markets say, "Light crude oil of this gravity is worth so much today, at noon", and that's that. So that is the system that we have at the present time, where sometimes there are gaps and sometimes they are right on. For instance, today, when I left the office, we were right on in Montreal against Brent—which is our posting in Edmonton—and we were under Chicago. In

## [Traduction]

par le pétrole brut de l'Alaska et du Nord et qui est jusqu'à un certain point délimité par les montagnes; il y a le marché du centre des États-Unis qui est surtout alimenté par Chicago, et enfin, il y a le marché de l'Est des États-Unis, fourni par les gisements de la Mer du Nord et du Golfe persique. Ces marchés tendent à se faire concurrence. Les prix varient légèrement de l'un à l'autre, sauf sur le marché de la côte ouest où le pétrole brut de l'Alaska et du Nord est beaucoup moins cher que celui de Chicago. Il y a des raisons à cela, mais c'est surtout parce que le pétrole de l'Alaska et du Nord ne peut être exporté à l'extérieur des États-Unis, ce qui fait qu'il doit être écoulé sur le marché de la côte ouest. Il en résulte que la plupart du temps, il y a une différence de 1,50 \$ à 2 \$ entre le prix à Anacortes, dans l'État de Washington, et celui de Chicago, au centre du continent.

Mettons cette exception à part et concentrons-nous sur Chicago et Montréal. En tant que raffineur, je dois être concurrentiel sur le marché d'un autre produit, à savoir le marché de l'essence. Il n'y a qu'à lire le journal pour connaître les prix au quai à New York, à Rotterdam ou dans le Golfe. Personnellement, je dois suivre cela de près. Je dois acheter mon pétrole brut à un prix concurrentiel, parce que c'est pour moi la seule façon de tirer mon épingle du jeu. Les marchés le font pour moi. Je peux écouler du brut intermédiaire de l'Ouest du Texas sur le marché de l'Ontario ou du pétrole de la Mer du Nord sur le marché de Montréal; donc, en surveillant ces marchés, je peux afficher à Edmonton un prix concurrentiel. Pourquoi ne le ferais-je pas? Ma société a deux bras. D'un côté, au service de la production, il y a M. Eggen, et de l'autre, il y a moi. Évidemment, je ne tiens pas à lui nuire; je tiens à ce que nous soyons indépendants l'un de l'autre dans une juste mesure. M. Wild, qui dirige une autre partie de l'industrie, surveille les marchés approvisionnés par Chicago avec le pétrole de la Mer du Nord. En tenant compte de toutes ces données, nous pouvons afficher un prix concurrentiel à Edmonton.

Dans la pratique, il est impossible de modifier les prix chaque jour, même si ce serait l'idéal, surtout lorsqu'on sait que le pétrole brut met quarante jours à parcourir la distance entre Edmonton et l'Ontario. Et ce n'est que le début. Par conséquent, au cours d'un mois typique, nous modifions nos prix quatre ou cinq fois, selon l'évolution des marchés de Chicago et de Londres. Nous les modifions de manière à ce que le pétrole provenant d'Edmonton puisse être vendu à Montréal ou à Chicago à un prix concurrentiel. Pourquoi Chicago? Parce que je peux acheter à Chicago le brut que je raffine en Ontario. C'est là que les petits producteurs ont un problème, que je comprend d'ailleurs, en effet, très souvent, il y a un écart de prix entre ces deux marchés. Dans un système parfait, les prix seraient différents selon les destinations. Il y aurait un prix pour chaque baril destiné à Montréal, un autre pour chaque baril destiné à Chicago, un troisième prix pour le pétrole envoyé à Anacortes, qui serait inférieur de 2 \$. Mais dans les faits, cela ne fonctionne pas de cette manière. Le système actuel veut que le brut léger d'une certaine densité vaille tant aujourd'hui, à midi, et il n'y a pas à revenir là-dessus. Voilà le système que nous avons à l'heure actuelle, et il fait que tantôt, il y a des écarts entre les prix, et que tantôt, les prix coïncident. Par exemple, aujourd'hui lorsque j'ai quitté le bureau, notre prix à



[Text]

other words, we were more than competitive in Chicago. So I can understand a small producer who would look at that and say, "Ridiculous; we are giving it away in Chicago". The problem is that, if I raise that posting, I will not buy Canadian crude for Montreal, but I would buy crude in the North Sea.

**Senator Lefebvre:** But does that explain why the small United States producer still consistently gets between \$3 and \$6 per barrel more than his Canadian counterpart, even though everyone says that competition is much greater in the U.S.?

**Mr. Walker:** First, if there are any refiners in the U.S. who are paying \$3 more than the market for crude, they will not survive. So there is no way that can happen. Those small producers, I believe, are looking at the postings. No one is buying crude oil at postings in the U.S.A.

**Senator Lefebvre:** Where are they buying it?

**Mr. Walker:** They buy it on the markets. They buy it on the Chicago market, or the New York market, or London—because those are the prices. In the old days it used to be called "spot market", but there is only one market today, and that is that commodity market where that material is traded.

I have an absolute compulsion to buy crude at market, at competitive rates, and I will not give Mr. Eggen one cent more than the North Sea will give me in Montreal; and I will not give him one cent more in Ontario than I can get from Chicago.

With that general idea of the pressures that are out there on the market, and my relation with him and all of the producers, I would now like to go to the problem that we have between Canada and the United States. I believe that the Canadian distribution system is very efficient, in light of our small population and the enormous mileage over which we have to move this stuff. But putting that aside, the two countries have quite different inventory systems. The accounting profession recognizes both systems. One is called LIFO—"last in, first out", which is the U.S. system. All of the U.S. industry is on LIFO, and all of the Canadian industry is on FIFO—which is "first in, first out". That is the preference of the Canadian tax authorities, and there have been various rulings over the years.

In the U.S. system, on a LIFO basis, their accountants tell them that they are making money the very next day after crude prices fall—it goes into the system and it comes out at the same point in time—but my accountants tell me that my costs today are affected. Prices in Edmonton fell on January 24—that was the first step down. That material has not yet got into a customer's tank in Ontario.

[Traduction]

Montréal était égal à celui de Brent, lequel est celui que nous affichons à Edmonton, et il était inférieur à celui de Chicago. En d'autres termes, nous étions plus que concurrentiels à Chicago. Je comprends donc que les petits producteurs qui observent la situation trouvent que le pétrole est presque gratuit à Chicago et que c'est ridicule. Le problème, c'est que si j'augmente le prix à Chicago, je devrai alimenter Montréal non avec du brut canadien, mais avec du brut de la Mer du Nord.

**Le sénateur Lefebvre:** Mais cela explique-t-il que les petits producteurs américains obtiennent constamment entre 3 \$ et 6 \$ de plus par baril que le petit producteur canadien, et cela en dépit du fait qu'à ce qu'on dit, la concurrence est plus féroce aux États-Unis?

**M. Walker:** D'abord, si des raffineurs américains payent le baril de brut 3 \$ de plus que le prix du marché, ils vont tout droit vers la faillite. Je crois donc que ces petits producteurs parlent des prix affichés. Aux États-Unis, personne n'achète de pétrole brut aux prix affichés.

**Le sénateur Lefebvre:** Où l'achète-t-on?

**M. Walker:** Sur les divers marchés, ceux de Chicago, de New York ou de Londres, parce que ce sont eux qui ont les vrais prix. Aujourd'hui, il n'y a qu'un seul marché et c'est celui où une marchandise est transigée.

Je suis absolument forcé d'acheter mon brut au prix de ce marché, à un tarif concurrentiel, et je ne donnerai pas à M. Eggen un sou de plus que ce que je pourrai tirer de la vente de mon pétrole de la Mer du Nord à Montréal; je ne lui donnerai pas un sou de plus que ce que me rapportera la vente en Ontario du pétrole que j'achète à Chicago.

Avec cette idée d'ensemble des pressions auxquelles le marché est soumis et des rapports que j'ai avec lui et tous les autres producteurs, je voudrais maintenant parler de la différence qu'il y a entre le Canada et les États-Unis. Je crois que le système canadien de distribution est très efficace, compte tenu de notre population assez faible et des distances énormes sur lesquelles nous devons transporter le pétrole. Mais, cela dit, les deux pays ont des méthodes de gestion des stocks très différentes. Les comptables les reconnaissent toutes les deux. L'une s'appelle DEPS, c'est-à-dire la méthode du «dernier entré, premier sorti», et c'est la méthode employée aux États-Unis. Toute l'industrie pétrolière américaine emploie la méthode DEPS alors que toute l'industrie canadienne emploie la méthode PEPS, c'est-à-dire la méthode du «premier entré, premier sorti». C'est celle que préfèrent les autorités canadiennes dans le domaine fiscal et elle a fait l'objet de divers jugements par le passé.

Dans le système américain, basé sur la méthode DEPS, les comptables des pétrolières leur disent qu'elles font des profits le lendemain même d'une baisse des prix du brut, parce que le pétrole est acheté et vendu le même jour, mais mes comptables me disent que le prix que je devrai payer aujourd'hui variera. À Edmonton, les prix sont tombés le 24 janvier—c'était la première baisse. Le pétrole en question n'était pas encore arrivé dans les réservoirs des automobilistes ontariens.



[Text]

**Senator Lefebvre:** I believe, Mr. Chairman, this is the first time that we have heard that in this committee. I appreciate that. Is that government regulated in the U.S., that they must use the LIFO system?

**Mr. Walker:** No, it is not government regulated. It is their preference. Most of the world is on LIFO.

**Senator Lefebvre:** According to what you have told us, the Department of Revenue in Canada regulates that—

**Mr. Walker:** No, they do not regulate. They have a strong preference for FIFO, and, in fact, they are supported by a ruling of the Federal Court, at some time in the past—I cannot remember when—the reason being that under certain conditions LIFO tends to depress book earnings and, as such, they collect less taxes.

**Senator Lefebvre:** Regarding When the first oil price shock that occurred in the U.S., if they followed the LIFO system, there would be an immediate response at the retail market level, in a system like that.

**Mr. Walker:** That is correct. I believe the Texaco Incorporated inventory cost in the U.S.A. last December was less than \$8. They still have that same material in their inventory that they had in 1972. Mine was \$40 Canadian, and still is—well, it is a little bit less today—

**Senator Lefebvre:** It is going down gradually—

**Mr. Walker:** —because I have my 90 days worked in, and I am now stepping down.

**Senator Lefebvre:** What do you see in the coming—

**Mr. Walker:** Excuse me, but I do not want to leave this tag end unsaid. I have another problem as a refiner in Ontario. I have open borders. I have operators in New York State and all along the border who are running product over the border—which I have to compete with.

**Senator Lefebvre:** Is that the loop system?

**Mr. Walker:** No. These are just ordinary businessmen. There is a market up here and they sell into it. Their accountants tell them they are making a big profit, and my accountants tell me that I am going to be in a loss position if I meet those prices.

**Senator Lefebvre:** Is your company involved in the loop system that we have heard about?

**Mr. Walker:** No, we are not.

**Senator Lefebvre:** To your knowledge, you are not involved?

**Mr. Walker:** No, and I would like to make sure that we all understand that. We sell to people at “rack”, like anyone else. Sometimes we sell to Americans at “rack”. We do not sell at U.S. destinations—well, sometimes we do and sometimes we don’t; it depends on the market. We have not been doing so for quite some time, for the reasons that I have just established.

[Traduction]

**Le sénateur Lefebvre:** Je crois, monsieur le président, que c’est la première fois que de telles révélations sont faites devant le comité. J’en suis heureux. Est-ce le gouvernement américain qui force les pétrolières à utiliser la méthode DEPS?

**M. Walker:** Non, elle n’est pas imposée par le gouvernement. L’industrie préfère tout simplement celle-là à l’autre. C’est la plus employée dans le monde.

**Le sénateur Lefebvre:** D’après ce que vous avez dit, au Canada, c’est le ministère du Revenu qui réglemente cela...

**M. Walker:** Non, il ne le réglemente pas. Il préfère nettement la méthode PEPS, et en fait, il est fort d’un jugement antérieur de la Cour fédérale—je ne me souviens pas à quand il remonte—et la raison en est que la méthode DEPS tend à réduire les gains comptabilisés, ce qui réduit également les impôts que le ministère peut prélever.

**Le sénateur Lefebvre:** Au moment du premier choc pétrolier, aux États-Unis, en vertu de la méthode DEPS, il y a eu une réaction immédiate dans le commerce de détail, n’est-ce pas?

**M. Walker:** C’est exact. Je crois que le coût moyen des stocks de la Texaco Incorporated, aux États-Unis, en décembre dernier, était de moins de 8 \$. La compagnie a dans ses stocks le même pétrole qu’en 1972. Le coût moyen de mes stocks était de 40 \$ CAN et il n’a pas bronché—enfin, il a maintenant un peu diminué...

**Le sénateur Lefebvre:** Il baisse graduellement...

**M. Walker:** ... parce que mes 90 jours étant maintenant écoulés, que je commence maintenant à vendre moins cher.

**Le sénateur Lefebvre:** Que prévoyez-vous pour les prochains...

**M. Walker:** Excusez-moi de vous interrompre, mais il y a une dernière chose que je tiens à ajouter. En temps que raffineur ontarien, j’ai un autre problème. Les frontières sont ouvertes. J’ai des agents dans l’État de New York et tout le long de la frontière qui expédient du pétrole au Canada depuis les États-Unis, et je dois concurrencer le prix de ce pétrole.

**Le sénateur Lefebvre:** Est-ce le système par mailles?

**M. Walker:** Non. Il s’agit simplement d’hommes d’affaires ordinaire qui vendent du pétrole sur le marché canadien. Leurs comptables leur disent qu’ils peuvent réaliser ainsi des profits élevés et les miens me disent que je vais perdre de l’argent si je vends au même prix.

**Le sénateur Lefebvre:** Votre compagnie fait-elle partie du système de distribution par mailles dont nous avons entendu parler?

**M. Walker:** Non.

**Le sénateur Lefebvre:** A votre connaissance, elle n’en fait pas partie?

**M. Walker:** Non, et je tiens à ce que tous le comprennent bien. Nous vendons en très grandes quantités, comme tout le monde. Il arrive parfois que nous vendions aux Américains en très grandes quantités. Nous ne vendons pas directement à des acheteurs américains—enfin, pas toujours; cela dépend du marché. Il y a déjà pas mal de temps que nous l’avons fait,

[Text]

We cannot compete in the United States at the present time. Now, tomorrow it may be different. In fact, in another 90 days it may be different.

**Senator Lefebvre:** Mr. Chairman, I have one further question. I know that my colleagues are anxious to ask questions. Mr. Walker, what would you say to the consumers if you were asked: "Now that the 90 days are over, and your product has gone down in the last few weeks, will there be a steady decline for a number of weeks ahead to the Canadian consumer?"

**Mr. Walker:** Well, what I would tell them is that I am already selling at below my cost.

**Senator Lefebvre:** You are selling at below your cost?

**Mr. Walker:** The market has forced me to be competitive and I cannot cover my costs, because my costs have only just begun to come down. The crude market did not go from \$40 Canadian to \$20 Canadian overnight. It took about 60 days to step down. So we are just moving through our system crude that probably cost today \$38 Canadian.

**Senator Lefebvre:** Is there still \$38 oil in your system?

**Mr. Walker:** Yes.

**Senator Lefebvre:** That reserve must be rapidly running out.

**Mr. Walker:** Yes. We are almost down to the \$32 stuff, and then we will go to the \$30 stuff and then the \$25 stuff.

**Senator Lefebvre:** Most consumers are under the impression that the price of oil is the major factor in the price they pay at the gas pump. Are you saying that it is not the major factor?

**Mr. Walker:** Yes. It amounts to only 20 per cent of the price.

**Senator Lefebvre:** And the rest involves refining costs and everything else?

**Mr. Walker:** Distribution, moving the crude from Edmonton, taxes, profits for the dealers and, at the present time, not very much profit for me.

**Senator Marshall:** I believe you indicated that a \$28 barrel of oil takes 60 days to work itself through the system before the consumer gets the benefit of it.

**Mr. Walker:** No. I have to be very careful here in my explanation. Of course, it is a function of how far you are away from the supply. Obviously, it is quicker in Edmonton, not as quick in Regina, 30 days to Sarnia, 32 days, 33 days or 34 days to Nanticoke and 40 days to Montreal. That is that system. Now, let us go to Halifax. There, it depends on where you buy your oil. If you buy it from the Persian Gulf, obviously it will take 30 days longer than if it is bought in the North Sea.

**Senator Marshall:** So it is not necessarily 60 days? It can be up to 90 days?

[Traduction]

pour les raisons que je vous ai données. À l'heure actuelle, nous ne sommes pas concurrentiels aux États-Unis. Mais les choses pourraient changer. En fait, dans 90 jours, tout pourrait être différent.

**Le sénateur Lefebvre:** Monsieur le président, j'en suis à ma dernière question. Je sais que mes collègues ont hâte de poser les leurs. Monsieur Walker, les 90 jours sont écoulés et compte tenu du fait que le prix de votre produit diminue depuis quelques semaines, que répondriez-vous à un consommateur canadien qui vous demanderait s'il peut compter voir baisser les prix régulièrement pendant quelques semaines?

**M. Walker:** Je lui répondrais que je vends déjà mon pétrole moins cher que ce qu'il m'a coûté.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous vendez à perte?

**M. Walker:** Le marché m'oblige à être concurrentiel et je ne peux couvrir mes coûts, qui viennent tout juste de commencer à descendre. Le baril de brut n'est pas passé de 40 à 20 dollars canadiens du jour au lendemain. Cela s'est fait en 60 jours à peu près. Nous acheminons par notre système du brut qui coûte probablement aujourd'hui 38 dollars canadiens le baril.

**Le sénateur Lefebvre:** En ce qui concerne votre système, le pétrole coûte-t-il encore 38 \$?

**M. Walker:** Oui.

**Le sénateur Lefebvre:** Cette réserve doit s'épuiser rapidement.

**M. Walker:** Oui. Nous sommes pratiquement rendus à 32 \$ le baril et nous passerons ensuite à 30 \$, puis à 25 \$.

**Le sénateur Lefebvre:** La plupart des consommateurs ont l'impression que le prix du pétrole est le principal facteur qui explique le prix qu'ils paient à la pompe. Pensez-vous que ce n'est pas le cas?

**M. Walker:** Oui. Il n'en représente que 20 p. 100.

**Le sénateur Lefebvre:** Il y aurait aussi les coûts de raffinage et tout le reste?

**M. Walker:** La distribution, le transport du brut à partir d'Edmonton, les taxes, les bénéfices des détaillants qui, actuellement, ne sont pas très élevés en ce qui me concerne.

**Le sénateur Marshall:** Je crois que vous avez mentionné qu'il faut 60 jours avant que le pétrole, à 28 \$ le baril, parvienne aux consommateurs.

**M. Walker:** Non. Je me dois ici de faire très attention. Évidemment, tout dépend de l'endroit où l'on se trouve par rapport à la source. De toute évidence, il faut moins de temps à Edmonton, un peu plus à Regina, 30 jours à Sarnia, 32, 33 ou 34 jours à Nanticoke et 40 jours à Montréal. Tel est le système. Pour ce qui est d'Halifax, tout dépend de l'endroit duquel on achète le pétrole. Si on le fait venir du Golfe persique, il faudra évidemment compter 30 jours de plus que si on l'avait acheté dans la mer du Nord.

**Le sénateur Marshall:** Ce n'est donc pas nécessairement 60 jours? Cela peut demander jusqu'à 90 jours?

[Text]

**Mr. Walker:** In Ontario I am carrying furnace fuel in my inventory which was made in November or December. I will probably not move it until next September.

**Senator Marshall:** How do you respond to those who say, "When the price rises, the consumer pays immediately?"

**Mr. Walker:** I would respond in two ways. First, that has not happened in Canada since the price rose, because from 1972 through the era of the Anti-Inflation Board and through that whole era of regulating prices we were kept from raising our prices for 60 days, through an undertaking we gave to the various ministers of energy. They used to send us a telegram every time the price of crude went up. However, you as a senator and as a businessman must know that somehow those extra inventories have to be financed. It is a slippery road. That is one of the reasons why LIFO under those conditions is not a bad inventory system, except that it does not really recognize the true costs, and it does tend to underestimate the reportable gains.

**The Chairman:** With regard to posting prices at Edmonton, if you post a price today, how long is that price good for?

**Mr. Walker:** Until we repost.

**The Chairman:** Do you post quantity at the same time you post price?

**Mr. Walker:** No. We will buy crude from anybody who wishes to offer it to us at that price.

**The Chairman:** So you do not guarantee so many barrels from Edmonton for the month of May?

**Mr. Walker:** We do not do that as part of the posting. Of course, we have contractual arrangements with the small producers, for example, that we will take their production from a certain field at our posting price.

**The Chairman:** You have said that you can also bring in supplies from the U.S. market. If the Chicago price drops in the next 15 days, can you shut out Alberta and buy on the U.S. market?

**Mr. Walker:** Of course I could. There is nothing to stop me. I do not, because I wish to support the Canadian industry and my own upstream. As a result, they become competitive with those new prices and we never buy on the Chicago market.

**The Chairman:** You say that you support your upstream. Do you support the small producers?

**Mr. Walker:** Of course we do. In fact, we are slightly short so we have been purchasing crude oil from small producers. Perhaps Mr. Eggen would care to comment.

**Mr. Eggen:** In many of the fields that we produce Texaco's oil from to sell to Mr. Walker, there is production by other small operators in the same pools. Their oil is sold on the same

[Traduction]

**M. Walker:** En Ontario, j'ai en stock du mazout qui a été produit en novembre ou décembre et que je n'acheminerais probablement pas avant septembre prochain.

**Le sénateur Marshall:** Que répondez-vous à ceux qui disent que lorsque le prix augmente, le consommateur en fait immédiatement les frais?

**M. Walker:** Je répondrais de deux façons. Premièrement, cela ne s'est pas produit au Canada depuis que le prix a augmenté, car de 1972 jusqu'à la création de la Commission de lutte contre l'inflation et pendant toute cette période de réglementation, nous ne pouvions augmenter nos prix avant 60 jours, conformément à l'engagement que nous avions pris envers les divers ministres de l'énergie. Ceux-ci nous envoyaient un télégramme chaque fois que le prix du brut augmentait. Toutefois, vous devez savoir en tant que sénateur et en tant qu'homme d'affaires qu'il faut d'une manière ou d'une autre financer ces stocks supplémentaires. C'est une entreprise périlleuse. C'est l'une des raisons pour lesquelles le DAPS n'est pas, dans ces conditions, un mauvais système de gestion des stocks, sauf qu'il ne traduit pas les coûts véritables et tend à sous-évaluer les gains déclarables.

**Le président:** En ce qui concerne l'affichage des prix à Edmonton, si vous affichez un prix aujourd'hui, pendant combien de temps vaudra-t-il?

**M. Walker:** Jusqu'à ce que nous en affichions un nouveau.

**Le président:** Affichez-vous la quantité en même temps que le prix?

**M. Walker:** Non. Nous achèterons du brut à quiconque voudra nous l'offrir à ce prix.

**Le président:** Donc, vous ne garantisiez pas un nombre donné de barils d'Edmonton pour le mois de mai?

**M. Walker:** Pas dans le cadre de l'affichage. Évidemment, nous avons des accords contractuels avec les petits producteurs, par exemple des accords aux termes desquels nous nous engageons à leur acheter la production d'un certain gisement au prix que nous avons affiché.

**Le président:** Vous dites que vous pouvez aussi vous approvisionner sur le marché américain. Si le prix de Chicago baissait au cours des deux prochaines semaines, pourriez-vous vous y approvisionner plutôt qu'en Alberta?

**M. Walker:** Évidemment, je le pourrais. Rien ne m'en empêche. Je ne le fais pas parce que je tiens à appuyer l'industrie canadienne et à favoriser mes propres activités en amont. Ainsi, elles deviennent concurrentielles par rapport à ces nouveaux prix et nous n'achetons jamais sur le marché de Chicago.

**Le président:** Vous dites que vous favorisez vos activités en amont. Appuyez-vous les petits producteurs?

**M. Walker:** Oui, évidemment. En fait, nous sommes actuellement légèrement à court, ce qui fait que nous leur achetons du brut. M. Eggen voudrait peut-être faire des observations à ce sujet.

**M. Eggen:** Dans bien des gisements où nous produisons du pétrole destiné à M. Walker, il y a aussi d'autres petits producteurs des mêmes groupements. Ils écoulent leur production par



[Text]

basis and in the same system as Texaco oil. So you have to share the oil on a *pro rata* basis in any given pool. You cannot shut in company A and produce your own. That is now how we do it.

**The Chairman:** But might Mr. Walker phone you and say, "I can buy in Chicago much cheaper." Do you have to meet the Chicago price then?

**Mr. Eggen:** They would simply change their posting, which may happen as much as two or three times per month. It may go up and it may go down. We sell the same quantity of oil at whatever the posted price may be.

**The Chairman:** And your competition would be the postings in Chicago.

**Mr. Walker:** Not necessarily. It may be Brent crude out of the North Sea, which fixes its price in Montreal.

**Mr. Colin C. Wild, General Manager, Supply and Distribution, Texaco Canada Inc.:** We have committed ourselves to run Canadian crude as far east as Montreal.

**Mr. Walker:** We believe that the Canadian industry needs Montreal as a market. The markets are the West Coast, which I have explained, which gives us \$2 less revenue, and that comes through the Trans Mountain Pipeline. There is Chicago, and there is only so much Canadian oil we can push into Chicago. We have the Ontario refiners and we have Montreal. We believe that at the present time the Montreal market is an essential part of the Canadian scene. So if it is not competitive in Montreal, then it will be shut in. One of our competitors, who shall remain nameless, did not buy Canadian crude in one month of this year, and it all got shut in. It was our own fault, because we were not competitive in Edmonton. They said, "Sorry, we will buy it from the North Sea."

**Senator Hays:** You said—and I do not think that you meant it literally—that no one buys at the posted price in the U.S. or here. I would like to relate that to the difficulties with delivering. You indicated that the Canadian delivery system is sufficient and, I am told, that it is not as well suited as the U.S. delivery system to the market pricing situation we find ourselves in at this time. My information is—and please correct me if I am wrong—that with regard to spot pricing literally no one—perhaps with the exception of yourselves, since you have 10 per cent of the Canadian market—could get the supplies they need to meet their demand for refinery feed stock. I am interested to know what percentage of your own product you use in your downstream activity. The spot market is a distortion. It is a speculators' market which is being used when convenient. I gather that there was a period before the beginning of the year when the spot was above the posted price and Canadian refiners were using the posted price rather than the higher spot price at that time. I have seen some numbers on that, but unfortunately I do not have them here with me. In

[Traduction]

le même système aux mêmes conditions que Texaco. Dans tout groupement donné, on doit se partager le pétrole au prorata. On ne peut fermer la société «A» et produire son propre pétrole. Voilà comment nous procédons.

**Le président:** Se pourrait-il que M. Walker vous téléphone pour vous dire qu'il peut acheter du pétrole beaucoup moins cher à Chicago? Vous faudrait-il alors offrir le même prix que Chicago?

**M. Eggen:** Ils changeraient simplement le prix qu'ils ont affiché, ce qu'ils peuvent faire jusqu'à deux ou trois fois par mois. Les prix peuvent monter ou descendre. Nous vendons toujours la même quantité de pétrole, quel que soit le prix affiché.

**Le président:** Et vous subissez la concurrence des prix affichés à Chicago.

**M. Walker:** Pas nécessairement. Il peut s'agir de brute de Brent produit dans la mer du Nord et dont les prix sont fixés à Montréal.

**M. Colin C. Wild, directeur général, approvisionnement et distribution, Texaco Canada Inc.:** Nous nous sommes engagés à transporter du brut canadien jusqu'à Montréal, pour ce qui est de l'Est.

**M. Walker:** Nous estimons que l'industrie canadienne a besoin de Montréal comme marché. Parmi les marchés, il y a la côte ouest qui, comme je l'ai expliqué, nous rapporte 2 \$ de moins; la production est acheminée par le pipeline Trans Mountain. Il y a aussi Chicago, mais seule une certaine quantité de pétrole canadien peut y être écoulée. Il y a les raffineries de l'Ontario et celles de Montréal. Nous estimons qu'actuellement, le marché de Montréal est une partie essentielle de la scène canadienne. Si les raffineries de Montréal ne sont pas concurrentielles, elles seront fermées. L'un de nos concurrents, que je ne nommerai pas, n'a pas acheté de brut canadien au cours d'un mois donné et tout a fermé. C'était notre faute, car nous n'étions pas concurrentiels à Edmonton. Il nous a dit qu'il était désolé mais qu'il achèterait dans la mer du Nord.

**Le sénateur Hays:** Vous avez mentionné—je ne pense pas que c'était littéralement ce que vous vouliez dire—que personne n'achète au prix affiché aux États-Unis ou ici. J'aimerais que cette question soit rattachée aux problèmes de livraison. Vous avez laissé entendre que le système de livraison du Canada est suffisant mais on me dit qu'il n'est pas aussi adapté que le système américain à la situation dans laquelle nous sommes actuellement en ce qui concerne la tarification sur le marché. D'après mes renseignements concernant la tarification sur le marché au comptant—et veuillez me corriger si je fais erreur—pratiquement personne, si ce n'est vous-même, grâce au fait que vous avez 10 pour cent du marché canadien, n'a pu obtenir les approvisionnements nécessaires pour satisfaire à la demande des raffineries. J'aimerais savoir quel pourcentage de votre produit vous utilisez dans vos activités en aval. Le marché au comptant fausse les données. C'est un marché de spéculateurs qu'on utilise lorsque c'est pratique. Je crois comprendre qu'il y a eu avant le début de l'année une période pendant laquelle le prix du marché au comptant était supérieur au prix

**[Text]**

any event, further elaboration on that would be appreciated. I am particularly interested in to what degree you supply your own demand for refiner feed stock and how you price it.

**Mr. Walker:** I will ask Mr. Wild to get into the details perhaps. However, the first thing that we must all understand is that there is an evolution here. The markets in oil as a commodity, I suppose, opened in 1978 or 1979 but they were very slow to develop. There is now a very strong, well-defined market right across the world, whether I am in Tokyo, London or Toronto. We are all buying with the same information; we know what the alternatives are; we know what the logistics are and we can make a decision. That is the crude market. There is no other crude market.

However, in the U.S. they have a posting system which is not like ours at all. It is quite different. The majors post for all sorts of reasons of their own, which I do not understand. However, I do know this: That they are quite different from the markets that, in Chicago and New York, are being called barge markets.

However, the other side of this question is the commodity gasoline which I also have to be competitive against. Therefore, if I am going to pay the Canadian producer more than the markets are calling for, I will not be able to sell my products.

**Senator Hays:** I understand that. The complaint, though, is that the refiners are acting in a similar way on this.

**Mr. Walker:** It is simply not true, sir. We are all watching the same market. We all have the same machines. We punch in the numbers and up come the markets, in Chicago for West Texas Intermediate or the North Sea market for Brent.

**Senator Hays:** If posted prices fell below spot significantly, you are saying you would still buy spot?

**Mr. Wild:** Our postings are based on spot.

**Mr. Walker:** Yes, that is the basis of the market.

**Senator Hays:** I am sorry, U.S. postings. However, you basically ignore the U.S. posted price.

**Mr. Wild:** In fact, the U.S. posting has come very close to the spot market now.

**Senator Hays:** Yes, now.

**Mr. Wild:** Yes.

**Senator Hays:** I am sorry I interrupted. Go ahead.

**Mr. Walker:** There is a whole series of other factors, such as what is the fair market value, and obviously a fair market value is determined by the prices that are being quoted on the markets. Also, we must be careful, for tax reasons and all sorts of other reasons, with regard to the prices that are paid by our-

**[Traduction]**

affiché et les raffineries canadiennes utilisaient celui-ci plutôt que celui-là, lequel était à cette époque plus élevé. J'ai vu des chiffres à cet égard, mais malheureusement, je ne les ai pas avec moi. Quoi qu'il en soit, j'aimerais en savoir plus long. J'aimerais notamment savoir dans quelle mesure vous répondez à votre propre demande de produits raffinés et comment vous en établissez la tarification.

**M. Walker:** Je demanderai à M. Wild de donner éventuellement les détails. Il faut d'abord comprendre qu'il y a ici une évolution. Les marchés du pétrole en tant que produit de base, je suppose, ont été ouverts en 1978 ou 1979, mais ils ont été très lents à se développer. Ils sont maintenant très forts et bien établis partout dans le monde, que ce soit à Tokyo, à Londres ou à Toronto. Nous achetons tous en fonction des mêmes renseignements; nous connaissons les diverses possibilités et les divers éléments logistiques et nous pouvons donc prendre une décision. Tel est le marché du brut; il n'y en a pas d'autres.

Toutefois, aux États-Unis, le système d'affichage est bien différent du nôtre. Pour toutes sortes de raisons, les grandes sociétés affichent leur propre prix, ce que je ne comprends pas. Cependant, je sais que c'est différent des marchés de Chicago et de New York qu'on appelle les marchés au ponton.

Par ailleurs, il y aussi le marché de l'essence et il me faut aussi être concurrentiel à cet égard. Si je paie aux producteurs canadiens plus que ne l'exigent les marchés, je ne pourrai vendre mes produits.

**Le sénateur Hays:** Je comprends. On se plaint toutefois de ce que les raffineries agissent de même.

**M. Walker:** C'est tout simplement faux, monsieur. Nous surveillons tous le même marché. Nous avons tous les mêmes machines. Nous appuyons sur les boutons et nous obtenons les cours de l'intermédiaire de l'Ouest du Texas sur les marchés de Chicago ou ceux du Brent sur le marché de la mer du Nord.

**Le sénateur Hays:** Si les prix affichés chutaient sensiblement par rapport à ceux du marché au comptant, vous dites que vous continueriez d'acheter sur le marché au comptant?

**M. Wild:** Les prix que nous affichons sont basés sur ceux du marché au comptant.

**M. Walker:** Oui, telle est la base du marché.

**Le sénateur Hays:** Excusez-moi, je voulais parler des prix affichés aux États-Unis. Vous n'en tenez pas compte.

**M. Wild:** En fait, ils avoisinent actuellement ceux du marché au comptant.

**Le sénateur Hays:** Oui, actuellement.

**M. Wild:** Oui.

**Le sénateur Hays:** Excusez-moi de vous avoir interrompu. Continuez.

**M. Walker:** Il y a divers autres facteurs comme la juste valeur marchande, qui est déterminée par les prix en vigueur sur les marchés. De plus, pour des raisons fiscales et autres, nous devons faire attention en ce qui concerne les prix que nous payons dans le cadre de nos activités en amont. En fait, il

[Text]

selves to our upstream component. The fact of the matter is that there is one price, and you, yourself, could calculate it if we showed you the calculations, the tariffs, the pipelines, from Cushing to Chicago and from Edmonton to Chicago and Montreal and so on and you would be able to say within 10 or 15 cents what the right price in Edmonton is.

**Senator Hays:** Is that something that has only recently evolved, and by "recently", I mean this month?

**Mr. Walker:** No.

**Senator Hays:** Has it been this orderly since the beginning?

**Mr. Walker:** No. Of course, it started at deregulation in July, but we had to learn the business and frankly, Canadian oil was not competitive until approximately November. It was not competitive. We were all learning and we made all sorts of mistakes as the system developed, but I think we sort of understand it now.

**The Chairman:** Some of the producers have not figured it out yet.

**Mr. Walker:** I know that.

**Senator Hays:** What percentage of your own production do you use?

**Mr. Wild:** We use 100 per cent.

**Senator Hays:** In other words, of every 100 barrels you are required to refine, how many barrels of that 100 barrels would be supplied by your upstream?

**Mr. Wild:** We use all of our upstream's production.

**Senator Hays:** Do you buy other production, and is it half and half or what percentage? That is my question.

**Mr. Wild:** If we have 100,000 barrels a day of our own production, we will buy another 20,000 per day from Canadian producers and another 20,000 per day from offshore producers.

**Senator Hays:** So therefore almost two-thirds of it is your own production. How do you price your own production? You are both here today and you seem to get along pretty well. How do you do that?

**Mr. Walker:** The posting is what I am prepared to pay. However, I sort of have two hats. In my case, we have a discussion. However, with some of our competitors who do not have a strong upstream, it is more of a one-sided discussion. Buyers post what they are willing to pay.

**Senator Hays:** We heard from Esso this morning, and on the subject of swapping they told us that they do not use all of their own upstream production—probably basically because of convenience. I do not recall precisely why they did not, but I think it might have been attributable to swapping here, there, or somewhere else to save transportation costs.

However, you are not in that situation. Basically, you are using 100,000 barrels of your own production; you are buying

[Traduction]

à un seul prix et vous-même pourriez le calculer si nous vous donnions les chiffres, les tarifs de Cushing à Chicago, d'Edmonton à Chicago, de Montréal à Chicago, etc.; vous pourriez savoir quel est le prix à Edmonton à 10 ou 15 cents près.

**Le sénateur Hays:** Est-ce récent, je veux dire depuis ce mois-ci?

**M. Walker:** Non.

**Le sénateur Hays:** Est-ce aussi ordonné depuis le début?

**M. Walker:** Non. Évidemment, tout a commencé avec la déréglementation en juillet; nous avons dû nous adapter à l'environnement et sincèrement, le pétrole canadien n'a pas été concurrentiel avant le mois de novembre à peu près. Il ne l'était pas auparavant. Nous devons nous adapter et nous avons fait toutes sortes d'erreurs au fur et à mesure que le système progressait; mais je pense que maintenant, nous le comprenons.

**Le président:** Ce n'est pas encore le cas de certains producteurs.

**M. Walker:** Je sais.

**Le sénateur Hays:** Quel pourcentage de votre propre production utilisez-vous?

**M. Wild:** 100 p. 100.

**Le sénateur Hays:** Autrement dit, sur 100 barils que vous devez faire raffiner, combien proviennent de vos activités en amont?

**M. Wild:** Nous utilisons toute notre production en amont.

**Le sénateur Hays:** Achetez-vous d'autres produits, est-ce moitié moitié ou quel pourcentage? C'est ce que je veux savoir.

**M. Wild:** Si nous produisons 100 000 barils par jour, nous en achetons 20 000 par jour à des producteurs canadiens et 20 000 autres par jour à des producteurs au large des côtes.

**Le sénateur Hays:** Donc, près des deux tiers représentent votre propre production. Comment en fixez-vous les prix? Vous êtes tous les deux ici aujourd'hui et vous semblez très bien vous entendre. Comment faites-vous?

**M. Walker:** Le prix affiché est celui que je suis disposé à payer. Toutefois, j'ai en quelque sorte deux chapeaux. En ce qui nous concerne, nous avons une discussion. Par contre, avec certains de nos concurrents dont le secteur en amont n'est pas très fort, la discussion est plutôt à sens unique. Les acheteurs affichent le prix qu'ils sont disposés à payer.

**Le sénateur Hays:** Nous avons entendu des représentants d'Esso ce matin, au sujet des accords de troc, ils nous ont dit qu'ils n'utilisaient pas toute leur production en amont, probablement question de commodité surtout. Je ne me rappelle pas précisément pourquoi ils ne le faisaient pas, mais c'est peut-être attribuable à ces accords qui visent à économiser sur les frais de transport.

Mais vous n'êtes pas dans cette situation. Essentiellement, vous utilisez 100 000 barils par jour de votre propre produc-



## [Text]

another 20,000 and you are importing approximately 20,000, or something like that.

**Mr. Walker:** However, the idea of swaps is important because, once again, the accountants come into play. The physical barrel may not always stay in your system. It may be swapped out and someone else's physical barrel may come into your system, but the accountants will tell us that they deem that to be our barrel whether it is swapped or not.

**Senator Hays:** Thank you. I suppose that covers my questions on posting and spot, except to say, that perhaps you are trying to make your posted price your spot. You are frequently posting prices, but your explanation is that that is just perhaps an indication on a lag basis of what your determination was, and your determination of what you would pay for crude oil was based on your examination, essentially, of the spot market. You have broken Canada into the three components, west, central and east; you ignore the west because of the requirement that the North Slope oil be sold into the U.S. market, so it is—

**Mr. Walker:** We tried to avoid it, because it is \$2 less revenue.

**Senator Hays:** Do you refine on the west coast?

**Mr. Walker:** Yes, Texaco has a refinery on the west coast.

**Mr. Eggen:** Not, however, on the west coast of Canada. The west coast of the U.S. Our refinery is in Anacortes, Washington.

**Senator Hays:** So basically the central and eastern regions are the areas you are most concerned with, and you look at those two as separate markets. Therefore, from what you are telling me, the posted price is sort of an academic thing.

**Mr. Wild:** No, it is real.

**Senator Hays:** It is real, but it is not real in the price determination sense. It is real only in the historical sense.

**Mr. Walker:** No sir. It is the only price at which I will buy crude oil, period.

**Mr. Eggen:** That document that was just handed to you, senator, is the most recent price bulletin published by Texaco Canada. I think the date is the 20-something of April. That could be the third posting, or whatever, this month.

**Senator Hays:** I am confusing U.S. posted and you are talking about Canadian posted, and when I am asking my question, I am going back to representations we have heard about the differential between the price paid by Canadian refiners and the U.S. posted, and you have given an explanation for that.

**Mr. Wild:** We must look at our alternative sources for crude oil and that depends, in essence, on what we are prepared to pay for crude oil.

**Senator Hays:** Very well. The next thing I would like to ask about is your position on the AERCB prorationing system, and the matter of supplementary sales. I take it from information I

## [Traduction]

tion, en achetez 20 000 autres et en importez environ 20 000, ou à peu près.

**M. Walker:** Cependant, l'idée des accords de troc est importante, car encore une fois, les comptables entrent en jeu. Le pétrole comme tel ne reste pas nécessairement toujours dans notre système. Il peut être échangé contre un autre produit, mais les comptables considèrent qu'il nous appartient toujours, qu'il ait ou non été troqué.

**Le sénateur Hays:** Je vous remercie. Je suppose que cela répond à mes questions sur les prix affichés et les prix sur les marchés au comptant; vous essayez donc de faire correspondre les deux. Vous affichez fréquemment de nouveaux prix, mais d'après votre explication, cela traduit simplement l'évaluation que vous faites à divers moments du prix que vous êtes prêt à payer pour du pétrole brut et cette évaluation est essentiellement fondée sur l'examen des cours au comptant. Vous répartissez le Canada en trois régions: l'Ouest, le Centre et l'Est; vous ne tenez pas compte de l'Ouest parce que le pétrole du versant nord doit être vendu sur le marché américain, de sorte que...

**M. Walker:** Nous avons essayé de l'éviter, car cela nous rapporte 2 \$ de moins.

**Le sénateur Hays:** Faites-vous du raffinage sur la côte ouest?

**M. Walker:** Oui, Texaco y a une raffinerie.

**M. Eggen:** Mais pas sur la côte ouest canadienne. Sur la côte ouest américaine. Notre raffinerie est située à Anacortes, dans l'État de Washington.

**Le sénateur Hays:** Donc, ce sont principalement les régions du Centre et de l'Est qui vous intéressent et vous les considérez comme deux marchés distincts. D'après ce que vous me dites, le prix affiché est une espèce de prix théorique.

**M. Wild:** Non, c'est un prix réel.

**Le sénateur Hays:** Je veux bien, mais il ne l'est pas en ce sens qu'il est déterminé arbitrairement. Il l'est, par ailleurs, dans la mesure où c'est celui qui aura eu cours.

**M. Walker:** Non monsieur. C'est le seul prix auquel j'achèterai du brut, point.

**M. Eggen:** Le document qui vient de vous être remis, sénateur, est le plus récent bulletin de Texaco Canada concernant les prix. Je pense qu'il date du 20 avril, ou à peu près. Ça pourrait être le troisième affichage du mois.

**Le sénateur Hays:** Je confonds avec les prix affichés aux États-Unis; vous parlez des prix affichés au Canada et lorsque je pose ma question, je me reporte à ce que nous avons déjà entendu au sujet de la différence entre le prix payé par les raffineries canadiennes et le prix affiché aux États-Unis. Vous avez donné une explication à cet égard.

**M. Wild:** Nous devons étudier les diverses sources de brut, et tout dépend finalement de ce que nous sommes disposés à payer pour le pétrole brut.

**Le sénateur Hays:** Très bien. J'aimerais maintenant obtenir des renseignements sur le système de contingentement de la production de l'AERCB et sur la question des ventes supplé-

**[Text]**

have gleaned from your annual report that Texaco sees problems with prorationing. I would be interested in your elaboration on what you see the problems as being, and how you see that evolving in a better way than it currently is.

**Mr. Walker:** Senator, I will ask Mr. Eggen to talk about that, and I may have a couple of comments to make about the supplementary sales when he is finished.

**Mr. Eggen:** Mr. Chairman, I would say that our position on the Alberta prorationing system is that, where you have deregulated prices such as we have in Canada, it is not compatible with a regulated volume metric system, which is what the prorationing system is. As it now exists, in any given month a certain volume of crude is nominated into the prorationing system. Then, if those total nominations are less than the capacity of the producing provinces, any outside buyer is free to buy on the supplemental market. However, that supplemental market is not determined until some time well after the first of any given producing month, and often by that time there is not room for that crude in the pipeline system or there may not even be time for the producing companies to react to the supplemental market. It is a very complicated and confusing two-part marketing system. We would be more in favour of eliminating prorationing and allowing the free market forces to work as far as the volumetrics of the business are concerned, just as deregulated pricing is working now.

**Mr. Walker:** One of the reasons it is impossible in Canada even to attempt to have what you might call a term contract for crude negotiated is that you cannot guarantee the volumes. If prorationing steps in and puts the volume in the ground, you have to go to your customer and say, "I'm sorry, I can't deliver this month." I do not like the word "spot", because that is not an appropriate term any longer in the world markets, but that is the reason why no crude is moving through term contract channels today in Canada. There is precious little in the rest of the world, incidentally, but there certainly is none in Canada.

**Senator Hays:** One of the concerns that keep prorationing in place is the fact that there is such disparity in the size of oil producers. A small segment of the smaller producers, in terms of the volume they supply, would have a difficult time in the marketplace if there was no prorationing or something like it.

What advice do you have for them and what comfort can they take from what you are proposing? Do you have a long time-frame within which they would be done away with or some alternative way of ensuring that they will continue to be viable and will not be forgotten about, either intentionally or unintentionally, in terms of marketing their product?

**Mr. Eggen:** Certainly, we would respect the right of an individual producer in any given pool to produce and market his fair share of the production. If Texaco was the operator and the major producer in that pool, to preserve equity we would certainly expect the system to address the right of the small producer to produce his fair share of crude from that particular pool. So you do not have what we call drainage across boundary lines. It is a requirement, of course, of the

**[Traduction]**

mentaires. D'après les données que j'ai tirées de votre rapport annuel, Texaco considère que ce système pose des difficultés. J'aimerais que vous nous exposiez ces difficultés et que vous nous disiez comment la situation pourrait être améliorée.

**M. Walker:** Sénateur, je vais demander à M. Eggen de commenter cela et j'aurai moi-même peut-être quelques observations à faire sur cette question des ventes supplémentaires lorsqu'il aura terminé.

**M. Eggen:** Monsieur le président, je dirais que notre position en ce qui concerne le système de proration de l'Alberta est que le système métrique de régulation du volume est incompatible avec la déréglementation des prix que nous avons au Canada. Dans le système actuel, un certain volume est attribué au système de proration. Ainsi, si le total du volume ainsi attribué est inférieur à la capacité des provinces productrices, un acheteur étranger peut en acheter sur le marché supplémentaire. Toutefois, ce dernier n'est créé qu'assez longtemps après le premier jour du mois de production et il arrive souvent que la capacité du réseau de pipe-lines ne soit pas suffisante pour acheminer le pétrole, ou que les sociétés productrices n'aient même pas le temps de réagir à ce marché supplémentaire. Il s'agit d'un double système de commercialisation très complexe et qui porte à confusion. Nous préférons éliminer le système de proration et laisser agir les forces du marché pour ce qui est du volume, tout comme on a fait dans le cas des prix qui ont été déréglementés.

**M. Walker:** L'une des raisons pour lesquelles il est impossible au Canada de tenter même de négocier ce qu'on pourrait appeler un contrat à terme pour le pétrole brut est qu'on ne peut garantir les volumes. Si vous atteignez la limite de volume fixée par le système de prorata, vous devez dire à votre client que vous ne pouvez lui livrer de pétrole ce mois-ci. Je n'aime pas l'expression «au jour le jour» parce qu'elle répond plus à la définition initiale sur les marchés mondiaux, mais c'est la raison pour laquelle il n'y a pas de pétrole brut qui circule aujourd'hui au Canada grâce à de pareils contrats. Soit dit en passant, il y en a un peu, qui est vendu au prix fort, dans le reste du monde, mais certainement pas au Canada.

**Le sénateur Hays:** L'une des raisons pour lesquelles le système de prorata reste en place est le grand écart de production. Quelques petits producteurs, du point de vue de leurs volumes de production, auraient des difficultés sur le marché s'il n'y avait pas de système de prorata ou l'équivalent.

Quel conseil leur donnez-vous et quel réconfort peuvent-ils tirer de vos propositions? Prévoyez-vous qu'ils disparaîtront d'ici un certain temps ou avez-vous une autre façon de voir à ce qu'ils soient toujours viables et qu'on n'oublie pas, volontairement ou non, de leur permettre de commercialiser leur produit?

**M. Eggen:** Il est certain que nous respecterions le droit qu'a un producteur de produire et de commercialiser sa part équitable de la production d'un gisement. Si Texaco était l'exploitant et le principal producteur du gisement en question, nous nous attendrions certainement à ce que pour préserver l'équité, le système prévoie le respect du droit du petit producteur de produire sa part équitable de pétrole brut. Par conséquent, il n'y a pas de ce que nous appelons d'«écoulement» à travers les fron-

[Text]

Alberta Conservation Act that equity within pools be maintained.

**Senator Hays:** It would a voluntary thing, then. It would a matter of a purchaser such as yourself respecting historical marketing volume from a smaller sector; am I correct?

**Mr. Eggen:** Yes. Certainly, within given producing entities, that would have to be the case. If a well is owned 50 per cent by Texaco and 50 per cent by someone else, then the crude oil that is produced from that well or from that pool must be shared 50/50 on a marketing basis.

**Senator Kenny:** I am not sure, sir, whether you completed your answer to the question of why there is a difference between retail gasoline prices in Canada and the United States over the past few months, taxes aside. Did you finish your answer or are you resting at all on the difference between LIFO and FIFO?

**Mr. Walker:** No, sir, I do not think I am resting at all. There are, of course, differences in the taxes.

**Senator Kenny:** But taxes and accounting systems aside.

**Mr. Wild:** They have much shorter supply lines for crude oil than we do. Therefore, their crude gets through their system generally quicker anyway.

**Mr. Walker:** Furthermore, for example, you could buy a barge load of gasoline in New York harbour and have it in Buffalo in seven days. My crude has not got out of Alberta yet.

**Senator Kenny:** In a competitive market, do sellers frequently just revalue their inventory; do they just write it down or write it up occasionally?

**Mr. Walker:** Unfortunately, sir, at the end of the month, yes.

**Senator Kenny:** I have not always followed the argument that a barrel into the system at a certain price, with the molecule working its way through the system should necessarily determine what the price is at the other end.

**Mr. Walker:** The accountants insist that the inventory be valued at cost or market, whichever is the lower.

**Senator Kenny:** It stays at the market price you establish when you bought it as opposed to what the market might be at the place you are refining it?

**Mr. Walker:** No, sir. They have it on the books at the price it was bought, but when they look at that inventory at the end of the month, they value it on the basis of cost, which is that cost, or market, which is what has gone on that day. They write it down or leave it.

**Senator Kenny:** I can understand the desirability from your perspective of saying, "Look, we purchased it at this price and until it works its way through the system, we are not going to demonstrate lower prices." You get the impression that that is

[Traduction]

tières. Évidemment, *Alberta Conservation Act* exige que l'équité soit maintenue.

**Le sénateur Hays:** Cela se ferait sur une base volontaire, alors. L'acheteur, comme vous, respecterait le volume de commercialisation déjà établi d'un petit producteur; ai-je raison?

**M. Eggen:** Oui. Il est certain qu'à l'intérieur d'entités productrices il faudrait que ce soit le cas. Si un puits appartient moitié-moitié à Texaco et à une autre société, le pétrole brut produit à partir de ce gisement doit être partagé moitié-moitié pour la commercialisation.

**Le sénateur Kenny:** Je ne suis pas certain que vous ayez terminé votre réponse et expliqué pourquoi il y a un écart entre les prix de détail canadien et américain de l'essence depuis quelques mois, si l'on fait exception des taxes. Avez-vous terminé votre réponse ou attribuez-vous intégralement cet écart à la différence entre les systèmes «dernier entré, premier sorti» et «premier entré, premier sorti»?

**M. Walker:** Non, monsieur, je ne crois pas du tout que je l'attribue à cela. Il y a, évidemment, des différences de taxes.

**Le sénateur Kenny:** Mais je dis taxes et systèmes de comptabilité mis à part.

**M. Wild:** Leurs lignes d'approvisionnement en pétrole brut sont beaucoup plus courtes que les nôtres. Ainsi, le pétrole brut qu'ils achètent circule généralement beaucoup plus vite dans leur réseau.

**M. Walker:** En outre, par exemple, on pourrait acheter le contenu d'un pétrolier d'essence au port de New York et l'acheminer à Buffalo en sept jours, alors que mon pétrole brut n'aurait pas encore eu le temps de quitter l'Alberta.

**Le sénateur Kenny:** Dans un marché concurrentiel, les vendeurs réévaluent-ils fréquemment leurs stocks? Ne font-ils pas simplement que le dévaluer ou le réévaluer à l'occasion?

**M. Walker:** Malheureusement oui, à la fin du mois.

**Le sénateur Kenny:** Je n'ai pas toujours réussi à comprendre l'argument selon lequel c'est le prix du baril, auquel on ajouterait son coût de transport, qui déterminerait nécessairement le prix final.

**M. Walker:** Les comptables insistent pour que les stocks soient évalués au coût le plus bas, que ce soit celui de revient ou celui du marché.

**Le sénateur Kenny:** Le prix est celui du marché que vous établissez lorsque vous achetez le pétrole par opposition à celui que les forces du marché fixeraient à l'endroit où vous le raffinez?

**M. Walker:** Non, monsieur. On inscrit dans les livres le prix auquel le pétrole a été acheté, mais lorsqu'on examine les stocks à la fin du mois, on les évalue en fonction de leur coût, soit le coût de revient ou celui du marché ce jour-là. On les dévalue ou on les abandonne.

**Le sénateur Kenny:** Je peux comprendre votre point de vue selon lequel le pétrole acheté à un tel prix ne subira pas de baisse tant qu'il ne sera pas rendu au point de vente. On a l'impression qu'on peut procéder ainsi lorsqu'on n'est pas dans



[Text]

something someone can do when they are not in a very competitive market. But, in fact, if the market is competitive, they are probably going to drop their price sooner, notwithstanding what they bought it at.

**Mr. Walker:** Yes, that is exactly what happens, sir.

**Senator Kenny:** I am confused, and perhaps not for the first time nor for the last time. I had the impression you were suggesting that the difference in price between Canada and the United States was really the way the accountants chose to treat the inventory, whether or not they were looking at the cost of the item that was last in. It seems to me that, while the accountants may go that way and have to follow a consistent pattern of behaving, in fact, markets do not pay much attention to accountants.

**Mr. Walker:** Absolutely.

**Senator Kenny:** Why did the price in Canada not go down as quickly as the price in the United States?

**Mr. Walker:** That is a very good question, sir, and I would add to it by saying that markets drive prices, not costs. There is absolutely no question about that. I am only a small player in the market; I have 10 per cent of the market so I am not a market leader, but the market forced me to sell at prices which I did not find comfortable. I certainly was not going to volunteer to sell them any lower.

**Senator Kenny:** What it sounds like you are saying—and I do not want to put words in your mouth; I am sure you would not let me—is that the market in the United States was so much more competitive than it was in Canada that it forced the prices down sooner.

**Mr. Walker:** I think that is true.

**Senator Kenny:** What elements are there in the Canadian market that are not as competitive as they would be in the United States?

**Mr. Walker:** I think the long supply lines and the lack of what I call world markets. We are reacting to Chicago and the North Sea. We do not have our own Toronto market, for example, where one can buy and trade crude oil.

**Senator Kenny:** That is what confuses me. Having listened to you now for a period of time I have the impression that that is precisely what you are doing—that is, making a market in Toronto based on the best price you see anywhere—

**Mr. Walker:** No, not anywhere.

**Senator Kenny:**—and that is what you convey to Calgary.

**Mr. Walker:** Well, West Texas Intermediate into Chicago and the North Sea or Persian Gulf into—

**Senator Kenny:** And the lesser of whichever was leased is the price you would then post and nominate for Calgary?

**Mr. Wild:** It would be comparative to whichever was the lowest.

[Traduction]

un marché très concurrentiel. Mais, en fait, si le marché est concurrentiel, on va probablement baisser le prix plus tôt, peu importe celui qu'on aura payé.

**M. Walker:** Oui, c'est exactement ce qui se produit, monsieur.

**Le sénateur Kenny:** Je ne comprends pas très bien, et ce n'est peut-être pas la première ni la dernière fois. J'ai eu l'impression que vous laissiez entendre que la différence de prix entre le Canada et les États-Unis était vraiment attribuable à la façon dont les comptables traitaient les stocks, peu importe qu'ils aient ou non examiné le coût des dernières livraisons. Il me semble que, si les comptables peuvent faire cela et doivent être conséquents avec eux-mêmes, les marchés, eux, ne tiennent pas beaucoup compte de leur opinion.

**M. Walker:** Absolument.

**Le sénateur Kenny:** Pourquoi le prix canadien n'a-t-il pas baissé aussi rapidement que celui des États-Unis?

**M. Walker:** C'est une très bonne question, monsieur, et j'y répondrais en disant que ce sont les marchés et non pas les coûts qui dictent les prix. Il ne saurait en être autrement. Je ne suis qu'un petit intervenant dans le marché; j'en ai 10 pour cent et je ne suis donc pas un chef de file, mais le marché m'a forcé à vendre à des prix qui ne me satisfaisaient pas. Je ne suis certainement pas disposé à baisser mes prix encore davantage.

**Le sénateur Kenny:** On dirait que vous laissez entendre—je ne veux pas vous mettre les mots dans la bouche car je suis sûr que vous ne me le permettriez pas—que le marché américain était tellement plus compétitif que celui du Canada qu'il a entraîné une chute plus des prix rapide.

**M. Walker:** Je crois que c'est vrai.

**Le sénateur Kenny:** Quels facteurs rendent le marché canadien moins compétitif que le marché américain?

**M. Walker:** À mon avis, ce sont les longues lignes d'approvisionnement et l'absence de ce que j'appelle des marchés mondiaux. Nous réagissons à ce qui se passe à Chicago et dans la mer du Nord. Nous n'avons pas notre propre marché à Toronto, par exemple, où nous pouvons acheter et vendre du pétrole brut.

**Le sénateur Kenny:** C'est cela que je ne comprends pas. J'ai l'impression que c'est précisément ce que vous êtes en train de faire—c'est-à-dire établir un marché à Toronto en fonction des meilleurs prix un peu partout.

**M. Walker:** Non, pas un peu partout.

**Le sénateur Kenny:** Et c'est ce que vous amenez à Calgary.

**M. Walker:** Le prix de *West Texas Intermediate* à Chicago et celui de la mer du Nord ou du Golfe persique à...

**Le sénateur Kenny:** Et le prix le plus faible auquel vous avez donné votre accord est celui que vous afficheriez et attribueriez à Calgary?

**M. Wild:** Il se comparerait au prix le moins élevé.

[Text]

**Mr. Walker:** Whichever is the lowest, yes, and very often they are close, and sometimes there is a gap.

**Mr. Wild:** There is an interrelationship between WTI and the North Sea equivalent Brent which is naturally maintained.

**Mr. Walker:** Just to complete that point, the North Sea puts pressure on WTI because it comes into the Gulf and works its way through the United States delivery system. So, all those things tend to balance out in time, but sometimes there are gaps.

**Senator Kenny:** I am still confused, so please bear with me.

**Mr. Walker:** Then I cannot be explaining very well. I shall try to do better.

**Senator Kenny:** I suspect this is not easy to explain.

I thought you had established earlier that the American market was more competitive than the Canadian market and that that was the reason prices dropped faster in the United States, that accountants are there, and accountants will affect your bottom line at the end of the year but, in fact, the American market is more competitive and the accountants are not at issue in what you sell it at because you sell it at what you can get.

**Mr. Walker:** My problem with that, senator, is that I am not sure we have a clear understanding about what is meant by the term "more competitive". The price levels in any market are a complexity of all sorts of pressures; the number of players, their costs and taxes. There is a whole series of reasons why markets move one way or another. Some days I am as confused as you are.

**Senator Kenny:** But if we factored out taxes, because that is a separate ball of wax, the prices still dropped faster in the United States than they did in Canada, and you believe that was the case because the American markets are more competitive than the Canadian markets.

**Mr. Walker:** I have a problem with the term "more competitive". I do not know that they were more competitive. They danced to a different tune for a whole series of reasons.

**Senator Kenny:** Because there are more companies in the market?

**Mr. Walker:** Yes, and because there are shorter supply lines.

I gave you the example of an operator in Buffalo buying a cargo of gasoline on the marketplace in New York, having it off-loaded and in Buffalo within seven days. He can sell into my market and he has an enormous leverage on me.

**Senator Kenny:** And you do not have access to that?

**Mr. Walker:** I can, but I also have a refinery that is full of crude oil from Edmonton. I carry four million barrels of crude between Edmonton and Nanticoke.

**Mr. Wild:** The Interprovincial system has anywhere from 30 to 35 million barrels of crude in the system at any one time.

[Traduction]

**M. Walker:** Le moins élevé, oui, et très souvent il n'y a pas beaucoup de différence, mais parfois, il y en a une grande.

**M. Wild:** Il y a une relation entre le prix de WTI et l'équivalent Brent de la mer du Nord, qui est maintenu naturellement.

**M. Walker:** Juste pour terminer ce point, le prix de la mer du Nord exerce une pression sur le prix de WTI parce que le pétrole passe dans le Golfe persique et est acheminé par le réseau de distribution américain. Par conséquent, tout cela tend à s'équilibrer avec le temps, mais il y a parfois des écarts.

**Le sénateur Kenny:** Je ne saisis pas encore très bien; veuillez donc continuer encore un peu.

**M. Walker:** Je ne dois pas m'expliquer très bien. Je vais essayer de faire mieux.

**Le sénateur Kenny:** J'imagine que cela n'est pas facile à expliquer.

Je croyais que vous aviez déjà dit que le marché américain était plus concurrentiel que le marché canadien, et que c'était la raison pour laquelle les prix avaient chuté plus vite aux États-Unis; c'est là que se trouvent les comptables qui décident du montant à mettre sur la dernière ligne de votre bilan à la fin de l'exercice mais, en fait, le marché américain est plus concurrentiel et les comptables n'ont aucun rapport avec le prix de vente, qui est le meilleur prix que vous pouvez obtenir.

**M. Walker:** Mon problème avec cela, sénateur, c'est que je ne suis pas certain que nous nous entendions bien sur le sens de l'expression «plus concurrentiel». Dans tout marché, le niveau des prix résulte de toutes sortes de pressions; le nombre d'intervenants, leurs coûts de revient et les taxes. Il y a toute une série de raisons pour lesquelles les prix du marché vont dans un sens ou dans l'autre. Il y a des jours où je suis aussi embrouillé que vous.

**Le sénateur Kenny:** Mais si nous excluons les taxes, parce qu'il s'agit d'un facteur distinct, les prix ont quand même baissé plus vite aux États-Unis qu'ils ne l'ont fait au Canada, et vous croyez que c'est parce que les marchés américains sont plus concurrentiels que les nôtres...

**M. Walker:** J'ai un problème avec l'expression «plus concurrentiels». Je ne sais pas s'ils répondent à cette description. Ils se sont comportés différemment pour une foule de raisons.

**Le sénateur Kenny:** Parce qu'il y a plus de sociétés sur le marché?

**M. Walker:** Oui, et parce les lignes d'approvisionnement y sont plus courtes.

Je vous ai donné l'exemple d'un agent de Buffalo qui achetait une cargaison d'essence sur le marché de New York, le faisait décharger et l'acheminait à Buffalo en sept jours. Il peut vendre ce pétrole sur mon marché et il a un énorme effet de levier sur moi.

**Le sénateur Kenny:** Et vous n'avez pas accès à cela?

**M. Walker:** Je peux, mais j'ai également une raffinerie pleine de pétrole brut d'Edmonton. J'ai quatre millions de barils de brut entre Edmonton et Nanticoke.

**M. Wild:** En tout temps, le réseau interprovincial transporte entre 30 et 35 millions de barils de pétrole brut.

[Text]

**Senator Kenny:** So you are driven by the tail of your producer.

**Mr. Walker:** The Canadian producing system and its delivery system.

**Mr. Wild:** There is another factor in the delivery system, and that is the volume you have in that system. Interprovincial Pipe Lines reassesses everybody's line fill every three months, and as happened, one major company left the Interprovincial system, which meant that the rest of us on the system had to make up that line fill. We got tied with an extra 600,000 barrels of crude oil which, at our running rates, is equivalent to another ten to 15 days. That goes in one big slug.

So, although it ostensibly only takes crude oil 30 days to get from point A to point B, it is the volume of the crude oil at that price that you must also take into account when you are talking about the time lag that we are faced with in eastern Canada.

**Senator Kenny:** But if the market drops, the value of the line fill should drop accordingly, should it not?

**Mr. Wild:** No, because you are buying it.

**Senator Kenny:** You have been caught, but the value of it is not there.

**Mr. Wild:** That is correct.

**Mr. Walker:** You are absolutely right.

**Mr. Wild:** But we own the line fill.

**Mr. Walker:** And that is one of the reasons why there is very little Persian Gulf crude going into Montreal—that is, the supply lines are three times longer than those of the North Sea, and under these market conditions you can reduce your risk by taking short-haul crude.

**Mr. Wild:** Which is why the Saudis went to net back crude.

**Mr. Walker:** Which is why the Saudis went to net back, and this I wanted to raise for your benefit, senator; with the Saudis and their net back deals, the net back deals are tied to the price of gasoline at some future point in time, and that is what is driving their system, and that makes this whole thing about spot and term even more complicated.

The basic thing driving it is, in fact, the net back deals, which are tied to the prices of gasoline at some future time, 45 or 50 days from loading, or whatever.

**Senator Kenny:** I should like to have an opportunity to digest your comments on how competitive the two markets are, so I will move on to a couple of other points.

Can you, sir, sell the product Texaco Canada Resources produces to other refiners, and if so, do you?

**Mr. Eggen:** Yes, we do on the supplemental market. We have the option of selling to a number of supplemental buyers and we do that. We use Texaco Canada Inc. as our marketing

[Traduction]

**Le sénateur Kenny:** Donc, vous êtes à la merci de votre producteur.

**M. Walker:** Le système canadien de production et son réseau de distribution.

**M. Wild:** Il y a un autre facteur associé au réseau de distribution, c'est le volume de pétrole qui y circule. L'*Interprovincial Pipelines* réévalue tous les trois mois la production de tous ses membres et, un jour, une grande société a quitté le consortium, ce qui voulait dire que les autres ont dû combler le vide. Nous sommes restés coincés avec un volume supplémentaire de 600 000 barils de pétrole brut, ce qui, aux prix actuels, équivaut à une autre période de 10 à 15 jours. Cela a été un coup très dur.

Par conséquent, même s'il est manifeste que le pétrole brut ne prend que 30 jours pour passer du point A au point B, c'est du volume de pétrole brut à ce prix que vous devez également tenir compte lorsque vous parlez des délais auxquels nous faisons face dans l'est du Canada.

**Le sénateur Kenny:** Mais si le marché tombe, la valeur du pétrole en transit devrait baisser dans la même proportion, n'est-ce pas?

**M. Wild:** Non, parce que vous êtes en train de l'acheter.

**Le sénateur Kenny:** Vous vous êtes fait avoir, mais la valeur de ce pétrole n'est pas là.

**M. Wild:** C'est exact.

**M. Walker:** Vous avez absolument raison.

**M. Wild:** Mais ce pétrole nous appartient.

**M. Walker:** Et c'est une des raisons pour lesquelles il y a très peu de pétrole brut du Golfe Persique qui se rend à Montréal—c'est-à-dire que les lignes d'approvisionnement sont trois fois plus longues que celles de la mer du Nord et que dans ces conditions, on peut réduire nos risques en prenant du pétrole destiné à des marchés moins lointains.

**M. Wild:** C'est la raison pour laquelle les Saoudiens ont décidé d'établir le prix de leur pétrole brut en fonction du revenu net.

**M. Walker:** Voilà, c'est le point que je voulais soulever pour votre bénéfice, sénateur; ainsi, les prix en fonction du revenu net sont liés au prix futur de l'essence et c'est ce qui fait marcher leur système et qui rend toute cette affaire de prix au jour le jour et de prix à terme encore plus complexe.

Le facteur de base est, en fait, les prix fondés sur le revenu net qui sont liés au prix futur de l'essence, à 45 ou 50 jours du chargement ou à peu près.

**Le sénateur Kenny:** Il faudrait que j'aie l'occasion de digérer vos observations sur la capacité de concurrence des deux marchés. Je vais donc aborder d'autres points.

Pourriez-vous vendre les produits de Texaco Canada Resources à d'autres raffineurs, et dans l'affirmative, le faites-vous?

**M. Eggen:** Oui, nous le faisons sur le marché supplémentaire. Nous avons l'option de vendre à un certain nombre d'acheteurs supplémentaires et c'est ce que nous faisons. Notre



[Text]

agent, but they turn around and sell our crude to other buyers other than Texaco.

**Senator Kenny:** What percentage of your product goes to your refining arm?

**Mr. Eggen:** I do not know what the percentage would be. I guess Mr. Wild could address that.

**Mr. Wild:** We are responsible for taking all of the upstream's primary production, which we do. We trade some of that for better quality crude to better serve our refinery and make it more economic. We sell very little outside. We do support Co-op in Regina for a small volume.

**Senator Kenny:** So, by virtue of the fact that the refining end acts as a marketer for the producing end, the producing end is not looking around for the best price, you take it all yourself?

**Mr. Wild:** We have a responsibility to make sure that the upstream maximizes its revenues as well as ensuring that the downstream minimizes its costs, a dichotomy which is difficult.

**Senator Kenny:** But arm's length?

**Mr. Wild:** Yes.

**Mr. Walker:** I think we have been quite successful. We have very good communication, and those are the ground rules. I must minimize my costs; they must maximize their revenue, and the answer is right at market, and that is our relationship.

**Senator Kenny:** Can you explain rack pricing to me, please?

**Mr. Walker:** We do not have rack pricing, but I would be very pleased to explain it to you.

As I understand it, it is a price at which customers of a certain size may have the product delivered into their tanks at the refiner's rack, at a certain price and under certain terms for a certain volume buyer.

**Senator Kenny:** Is it a very effective and competitive way to market the product?

**Mr. Walker:** I have not quite made up my mind yet, senator. We have it under study. In the volatile conditions we have now, I am not prepared to make a comment one way or the other.

**Senator Kenny:** Could you tell me how your gasoline is priced. How do you handle retail pricing? Where is the price established?

**Mr. Walker:** Where we have an agent that operates a station, the prices are established at the local, what we call "division," offices, of which there are 11 across the country.

**Senator Kenny:** It would be helpful if you could tell me the different types of dealers that you have and their rough percentages and then how the pricing is established between the different dealers you have.

[Traduction]

agent de commercialisation est Texaco Canada mais il vend notre pétrole brut à d'autres acheteurs que Texaco.

**Le sénateur Kenny:** Quel pourcentage de votre production raffinez-vous?

**M. Eggen:** Je ne connais pas le pourcentage exact. Je suppose que M. Wild pourrait répondre à cette question.

**M. Wild:** Nous devons raffiner la totalité de la production primaire en amont, ce que nous faisons. Nous en échangeons une partie contre du brut de meilleure qualité afin de mieux servir notre raffinerie et de rentabiliser ses activités. Nous vendons très peu à l'extérieur. Nous fournissons une petite quantité de pétrole à la Co-op de Regina.

**Le sénateur Kenny:** Étant donné donc que la raffinerie fait fonction d'agent de commercialisation, vous ne cherchez pas en tant que producteur à obtenir le meilleur prix. Est-ce exact?

**M. Wild:** Nous devons nous assurer que le secteur en amont maximise ses revenus et que le secteur en aval minimise ses coûts, et ce sont là deux objectifs parfois difficiles à concilier.

**Le sénateur Kenny:** Mais sans qu'il y ait aucun lien de dépendance?

**M. Wild:** C'est exact.

**M. Walker:** Je pense que nous avons assez bien réussi jusqu'à maintenant. Nous communiquons très bien entre nous, ce qui est primordial. Je dois minimiser mes coûts et ils doivent maximiser leurs revenus, ce qui est profitable pour le marché. Ce sont là les liens que nous entretenons.

**Le sénateur Kenny:** Pourriez-vous m'expliquer, s'il vous plaît, en quoi consiste le prix à la rampe de chargement?

**M. Walker:** Nous n'établissons pas de prix à la rampe de chargement, mais c'est avec plaisir que je vous définirai cette notion.

Si je comprends bien, il s'agit du prix auquel les gros consommateurs peuvent se faire livrer le produit dans leurs wagons-citernes à la rampe de chargement du raffineur, donc d'un certain prix à certaines conditions pour certains acheteurs de taille.

**Le sénateur Kenny:** Est-ce une façon efficace et concurrentielle de commercialiser le produit?

**M. Walker:** Je continue à me poser la question, sénateur. Nous avons d'ailleurs entrepris une étude là-dessus. Étant donné l'instabilité actuelle du marché, je ne pourrais pas me prononcer ni dans un sens ni dans l'autre.

**Le sénateur Kenny:** Pourriez-vous me dire comment vous établissez le prix de votre essence? Comment vous y prenez-vous pour le prix de détail? Où le prix est-il établi?

**M. Walker:** Lorsqu'une station est exploitée par un agent, les prix sont établis au niveau local, par ce que nous appelons les bureaux de «division» qui sont au nombre de onze au Canada.

**Le sénateur Kenny:** Je trouverais utile que vous me définissiez les différents types de détaillants et que vous m'indiquiez en gros leur pourcentage et la façon dont sont établis les prix des différents détaillants.

[Text]

**Mr. Walker:** Well, in a fundamental way there are two basic types of dealer. There is a location where we have an investment, where we essentially are the owner, and there is the location where we have a dealer who has our franchise. So they are the two basic types.

Concerning the dealer pricing system, we have a dealer tank-wagon price at which we sell to that dealer. Where we have the investment and we have an agent operating that location, then it remains our gasoline and we pay him a commission for selling it. The dealer pays the tank-wagon price, whatever it is at that particular location, and if he finds competitive conditions in his area are very strong, and that he cannot make a reasonable profit, then he will ask us to subsidize him. In other words it is called subsidy, or dealer support—there are all sorts of names for it. We would then look at the market and find out what the going rates are in that area and what the prices are and we would give him market support at that time.

**Senator Kenny:** So that is a situation where you own a piece, or you own all of the property, and he is really just acting as, in effect, an employee of yours.

**Mr. Walker:** Well, no, he is not an employee; he is a contracted agent.

**Senator Kenny:** But you will set the price.

**Mr. Walker:** We will set the price. It is our material.

**Senator Kenny:** It is your material and you will set the price.

**Mr. Walker:** Right.

**Senator Kenny:** And if his volume starts to drop he will come back and say, "Look, I want a subsidy or I want the tankload price, which is cheaper."

**Mr. Walker:** No, he does not have to ask for any subsidy, because it is our product in any event. He would just call us up and say, "Look, I have competitive action on the opposite corner. My competition is selling at X dollars" and we would have to make a decision, in which case we would lower the price because it is our material. That is, for that type.

The other type is an independent businessman who has bought the product from us and because of competitive conditions will request assistance. The law of the land is quite clear: we provide assistance to dealers who are in common marketing areas and in competition—in other words there is a whole series of decisions that have to be made, but we give support for competitive marketing conditions.

**Senator Kenny:** I take it, then, none of your dealers can alter their price without checking back with head office.

**Mr. Walker:** No, it is their material, they are free to do whatever they want with it.

**Senator Kenny:** So they can adjust it daily if they choose, or whatever?

**Mr. Walker:** Absolutely.

[Traduction]

**M. Walker:** En fait, il y a deux types de détaillants. Nous pouvons, d'une part, investir de sorte que nous sommes essentiellement propriétaires et, d'autre part, il y a le détaillant à qui nous accordons une franchise. Ainsi, on peut dire qu'il y en a deux types.

Pour ce qui est des détaillants, nous avons un prix en wagon-citerne auquel nous leur vendons. Lorsque nous investissons et que la station est exploitée par un agent, l'essence nous appartient et nous lui versons une commission pour la vendre. Le détaillant paye le prix en wagon-citerne, quel qu'il soit, là où il se trouve, et s'il se rend compte que la concurrence dans son quartier est très serrée et qu'il ne peut réaliser des profits raisonnables, alors il peut nous demander de le subventionner. On peut parler de subventions, ou d'aide au détaillant; il y a toutes sortes d'expressions pour désigner cette réalité. Nous examinons alors les conditions du marché et essayons de savoir quels sont les prix en vigueur dans la région et nous lui fournissons l'aide nécessaire.

**Le sénateur Kenny:** Dans ces cas-là, donc, vous êtes le propriétaire et l'exploitant est en fait votre employé.

**M. Walker:** Non, ce n'est pas un employé, c'est un agent à contrat.

**Le sénateur Kenny:** Mais c'est vous qui déterminez le prix.

**M. Walker:** Nous déterminons le prix parce que le produit nous appartient.

**Le sénateur Kenny:** C'est votre produit et vous en établissez donc le prix.

**M. Walker:** C'est exact.

**Le sénateur Kenny:** Si ses ventes commencent à baisser, il peut alors venir vous voir et dire: «Voici quelle est la situation: je veux une subvention ou le prix au wagon-citerne, selon la solution la plus avantageuse».

**M. Walker:** Non, il n'a pas à demander de subvention parce qu'il s'agit de notre produit. Il nous appellerait et dirait: «On me fait concurrence de l'autre côté de la rue. Mon concurrent vend à tel prix.» Il nous faudrait alors prendre une décision, auquel cas nous abaisserions le prix parce qu'il s'agit de notre produit. C'est ainsi que les choses fonctionnent dans ce cas-là.

Dans l'autre cas, vous avez l'homme d'affaires indépendant qui a acheté notre produit et qui nous demande notre aide en raison de la concurrence. Les lois du marché sont claires: nous offrons une aide aux détaillants qui se trouvent dans des quartiers où la concurrence est serrée. Autrement dit, il y a de nombreuses décisions à prendre, mais nous encourageons la concurrence.

**Le sénateur Kenny:** Si je comprends bien, aucun de vos détaillants ne peut modifier ses prix sans vous avoir consultés au préalable.

**M. Walker:** Non, le produit leur appartient; ils peuvent en faire ce qu'ils veulent.

**Le sénateur Kenny:** Ils peuvent donc rajuster les prix chaque jour s'ils le veulent?

**M. Walker:** Absolument.

[Text]

**The Chairman:** With respect to your franchise dealers, you also have programs of mortgages and financial help, and so forth, to assist the dealer in capital works or something?

**Mr. Walker:** Yes, that is correct, senator.

**The Chairman:** You have control, then. By the granting of a mortgage or financial assistance, do you keep control of the outlet?

**Mr. Walker:** By granting that assistance, whether it is a mortgage or a lease or whatever, part of that arrangement is that he will have a Texaco franchise and that he will purchase Texaco products, yes. He has a dealer franchise agreement which says that.

**Senator Lefebvre:** You said that there were two main types of dealers: Those where you own the place completely, and those where you have a person who acts as an agent. In other words it is your product, your material, and you tell him or her at what price they might sell whatever is there. Is that correct?

**Mr. Walker:** No, senator. Actually, I am glad that you made that point because it sounded like all those locations had an agent and they do not.

Concerning our investment locations, there are two types of investment locations. There is one that has an agent, and there is one where he is purely a lessee and an independent businessman and he operates actually like the other fellows.

**Senator Lefebvre:** But, even though a person may own the establishment, he may be in with you in a lease-back arrangement as well, and then you would be, in effect, controlling that location as well, is that not correct?

**Mr. Walker:** That may be so, senator, yes. Or, he may have a mortgage.

**Senator Lefebvre:** Yes. Or if he has a long-term mortgage with you he is locked in to selling your products until that mortgage is paid off; which is an effective control in any case.

Also, if the competition is great, even with a completely independent person, that person ends up selling gasoline on consignment whether or not he owns the establishment. Is that not correct? And then you tell that person what price to sell.

**Mr. Walker:** No, not necessarily, sir, at all.

**Senator Lefebvre:** You do not enter into consignment sales of gasoline?

**Mr. Walker:** No, sir. I do not know what the numbers are. I do not believe we have many consignee operations at the moment. Mr. Maddock might know more about it than I.

**Mr. Maddock:** It is a matter of evolution. At one point in time consignment was used quite generally, but in recent marketing years we have gone to the retail contracted agent agreement; he is an agent and receives a commission for the move-

[Traduction]

**Le président:** Quant à vos détaillants qui ont une franchise, vous leur offrez également des programmes d'aide hypothécaire ou financière pour les aider à financer leurs dépenses d'équipement, etc.?

**M. Walker:** C'est exact, sénateur.

**Le président:** Vous exercez donc un contrôle. En leur offrant une aide hypothécaire ou financière, contrôlez-vous la station-service?

**M. Walker:** Lorsque nous leur accordons notre aide, que ce soit sous la forme d'une hypothèque ou d'une concession, ils s'engagent à prendre une franchise de la Texaco et à vendre ses produits. Un accord intervient en ce sens.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous avez dit qu'il y avait deux principaux types de détaillants: ceux dont la station vous appartient à part entière et ceux qui font fonction d'agents pour vous. Autrement dit, c'est votre produit, votre matériel et vous leur dites à quel prix ils doivent vendre ce qu'ils ont en main. Est-ce exact?

**M. Walker:** Non, sénateur. En fait, je suis heureux que vous ayez soulevé ce point parce que je ne voudrais pas que vous croyiez que nous faisons toujours des affaires par l'intermédiaire d'un agent.

Pour ce qui est des stations dans lesquelles nous investissons, il y en a deux types. Certaines sont exploitées par un agent et d'autres par un locataire et homme d'affaires indépendant qui les exploite en fait de la même façon.

**Le sénateur Lefebvre:** Mais même une personne qui serait propriétaire de sa station pourrait avoir conclu avec vous un accord de cession-bail et, en fait, vous exerceriez également un contrôle dans ce cas-là. N'est-ce pas exact?

**M. Walker:** Ce peut être le cas, sénateur. Elle peut par contre avoir une hypothèque.

**Le sénateur Lefebvre:** Oui. Ou, si cette personne a avec vous une hypothèque à long terme, elle est obligée de vendre vos produits jusqu'à ce que cette hypothèque soit payée, ce qui vous permet, quoi qu'il en soit, d'exercer un contrôle efficace.

De plus, si la concurrence est intense, cette personne, même si elle est complètement indépendante, devra vendre votre pétrole en consignation même si elle est propriétaire de la station. N'est-ce pas exact? Et vous lui dites alors à quel prix vendre.

**M. Walker:** Non, monsieur, ce n'est pas nécessairement le cas.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous ne vous occupez pas du tout de ventes en consignation du pétrole?

**M. Walker:** Non, monsieur. Je ne sais pas quels sont les chiffres, mais je ne crois pas que pour l'instant le pourcentage des ventes en consignation soit élevé. M. Maddock est peut-être plus au courant que moi de la question.

**M. Maddock:** Tout dépend de l'évolution du marché. A un moment donné, la consignation était utilisée à assez grande échelle, mais au cours des dernières années nous avons plutôt conclu des accords avec des détaillants qui sont en fait des



[Text]

ment of the product, and you could say the product is consigned because it is inventory and belongs to us.

The other aspect that Mr. Walker is talking about is the independent dealer who owns his own territory, his own facility, and would, for certain reasons, choose to deal with us, which may be our travel card, our credit card program; it may be the offering of financial assistance; or it may be a cross-lease arrangement whereby we provide certain funds to him which he uses to improve his property.

Then there is a service station facility that we might own and we would have what we refer to as a lessee. He is a tenant in that facility, but he may not be a contracted agent; he may be just a person who has leased a facility, but is still buying at, say a dealer tank-wagon price, as would that independent dealer who owns his own facility. It is in those two courts that Mr. Walker was referring to the fact that, if he is not on consignment, that is the type of person who comes to us and says, "We have a very difficult marketing condition here; I need your support." That is where we give the support as opposed to the actual owning of the product and the establishment of the price because we own it.

**Senator Lefebvre:** Could you give us an idea of how much of your total retail sales of gasoline in Canada would be through what we call completely independent retailing? In other words, these are not people locked in to you except that they have signed a contract, of course, to sell your products and have put up your signs, et cetera. As opposed to that, how much would be from people who are operating in effect, either where you own the facilities or on a cross-leased basis or on consignment? If you do not have that with you that is fine. I am not trying to say that you should have every detail with you, but if you could provide it to the committee I would appreciate it.

**Mr. Walker:** Well, senator, there is a very good way that you can become informed on that. As you know, the RTPC hearings have been going on for four years and we have made several submissions. I think there are three volumes.

**Mr. Maddock:** There are six, I think.

**Mr. Walker:** Six, I am sorry. Most of that information is in those documents. One of the things I meant to do today was to suggest that a lot of that sort of information can be answered by looking at those submissions that we have made to the RTPC.

**Senator Lefebvre:** I will draw that to the attention of our excellent research people and I am sure they will get that information for us.

Do you also, in your retailing of gasoline sell to independents? Let us say you have a station on one corner and a Canadian Tire station is on the other. Would there be situations where you would be selling under the Texaco label and the Canadian Tire station across the street would also be selling your gasoline?

**Mr. Walker:** That is absolutely correct.

**Senator Lefebvre:** Is that prevalent in the industry? I am talking of a situation where a person buying your name brand

[Traduction]

agents et, qui reçoivent une commission sur les ventes. Vous auriez ainsi raison de dire que le produit est consigné parce que les stocks nous appartiennent.

L'autre cas dont parlait M. Walker est celui du détaillant indépendant qui est propriétaire de sa propre station et qui pour certaines raisons choisirait de faire affaire avec nous soit en prenant notre carte de crédit, soit en acceptant de nous une aide financière soit en concluant avec nous un contre-bail en vertu duquel nous lui fournirions certains fonds qu'il pourrait utiliser pour améliorer sa station.

Il y a également les stations-service dont nous pouvons être propriétaires et il faudrait alors parler de locataires. L'exploitant en serait le locataire, pas nécessairement un agent à contrat. Il pourrait s'agir d'une personne qui a loué la station mais qui achèterait disons au prix en wagon-citerne, tout comme le détaillant indépendant qui est le propriétaire de sa propre station. C'est dans ces deux cas que M. Walker faisait allusion au fait que si l'essence n'est pas vendue en consignment, ces personnes viendraient à nous et diraient: «Les conditions du marché sont très difficiles ici; j'ai besoin de votre aide.» C'est dans ces moments-là que nous offrons notre aide plutôt que de déterminer le prix du produit parce qu'il nous appartient.

**Le sénateur Lefebvre:** Pourriez-vous nous donner une idée du pourcentage de l'essence vendue au détail au Canada parce que nous appelons des détaillants complètement indépendants? Je fais allusion aux personnes qui ne sont pas liées à vous si ce n'est qu'elles ont signé un contrat pour vendre vos produits et qu'elles affichent votre nom etc? Quel est par ailleurs le pourcentage de l'essence vendue au détail par des gens qui font affaire avec vous parce que vous êtes propriétaire de la station, qu'un contre-bail est intervenu ou que les ventes sont en consignment? Si vous n'avez pas ces chiffres avec vous, tant pis. Je comprendrais, mais si vous pouvez les mettre à la disposition du comité, je vous en saurais gré.

**M. Walker:** Sénateur, il y aurait un excellent moyen de vous informer. Comme vous le savez, la CPRC tient des audiences depuis quatre ans et nous lui avons présenté plusieurs mémoires—je pense que trois volumes ont été publiés.

**M. Maddock:** Il y en a six, je crois.

**M. Walker:** Six, je m'excuse. La plupart des renseignements que vous demandez y figurent. L'une des choses que je voulais vous dire aujourd'hui, c'est que vous pourriez obtenir un bon nombre des renseignements qui vous intéressent en consultant les mémoires que nous avons présentés à la CPRC.

**Le sénateur Lefebvre:** Je porterai la question à l'attention de notre excellente équipe de recherche et je suis certain qu'elle nous trouvera ces renseignements.

Vendez-vous également au détail à des stations indépendantes? Disons que vous avez une station sur un coin de rue et que la Canadian Tire en a une sur l'autre. Arrive-t-il que vous vendiez vos produits sous la marque Esso et que la station Canadian Tire de l'autre côté de la rue vende également votre essence?

**M. Walker:** Cela arrive.

**Le sénateur Lefebvre:** Cela est-il fréquent dans l'industrie? Il pourrait donc arriver qu'une personne qui achète le produit

[Text]

may be paying more than they would pay across the street although it is exactly the same type of gasoline but sold under an independent name.

**Mr. Walker:** That is correct. The details of all that you will find in the RTPC's submissions. There are independent jobbers. Canadian Tire is a major one and there are many more. There are also our franchisees who provide different sorts of services.

**Senator Marshall:** I have one question which I am asking with some trepidation because I am not familiar with the energy situation since I have never before sat on an energy committee.

You alluded to projections to the year 2000 and the fact that someone predicted that by now oil would be \$100 a barrel. Who are these experts who project 10 or 20 years into the future and who have never been right? Do you pay money to those people?

**Mr. Walker:** If you look at the NEP document you will find that information in there.

**Senator Marshall:** They have never been right.

**Mr. Walker:** No, I inferred that this industry and the so-called experts have not been very good about their predictions. I think there is an old Chinese proverb about predictions which says that they are a wonderful thing but they do not apply to the future.

**Senator Hays:** Is the U.S. posted price the same as the Canadian price in terms of what it means, that is, the price the refiner pays?

**Mr. Walker:** That is a good question. I believe—and I am on very shaky ground—that those prices are, in fact, inter-departmental vehicles of some sort or another between producing arms of companies and their refining arms.

**Mr. Eggen:** I think that in some instances that is what U.S. refiners are prepared to pay for their own crude oil. If you look at the U.S. postings you will see that a lot of the so-called independent refiners do not have sources of crude oil and are now posting right at the New York market which is the futures market.

**Senator Hays:** We should try to get an answer to that because I think it is relevant and pertinent to the matter before this committee. Thank you for your assistance.

My last question arises out of your statement on page 5 to the effect that you stress the need for circumstances that will permit capital formation because large investment will be required upstream and downstream in the 1990s. You say that that requirement should not be overlooked by policy makers. I think I know what your position is on the point I am going to ask, but it would be good to give you an opportunity to talk about it. It has to do with the extent to which government has a role to play in providing a more stable environment.

You, for instance, indicate in your annual report that Texaco is prepared to buy out smaller companies, particularly

[Traduction]

portant votre nom paye plus qu'elle ne paierait de l'autre côté de la rue même s'il s'agit du même type d'essence, mais vendu sous un autre nom.

**M. Walker:** C'est exact. Vous trouverez également des détails là-dessus dans les mémoires présentés à la CPRC. Il y a des vendeurs indépendants. La Canadian Tire en est un et il y en a de nombreux autres. Ceux à qui nous accordons une franchise offrent également différents types de services.

**Le sénateur Marshall:** J'ai une question que j'hésite à vous poser parce que je ne suis pas très au courant de la situation de l'industrie de l'énergie étant donné que je n'ai jamais siégé auparavant à un comité sur l'énergie.

Vous avez fait allusion aux prévisions pour l'an 2 000 et au fait que quelqu'un a prédit que le prix du pétrole devrait être aujourd'hui de 100 \$ le baril. Qui sont ces experts qui prédisent 10 ou 20 années à l'avance ce qui va arriver et dont les prévisions ne se réalisent jamais? Payez-vous ces gens?

**M. Walker:** Si vous consultez le document sur le PEN, vous y trouverez ces renseignements.

**Le sénateur Marshall:** Leurs prévisions ne se sont jamais réalisées.

**M. Walker:** Non, j'ai donné à entendre que l'industrie et les soi-disants experts se sont souvent trompés dans leurs prévisions. Je pense qu'il y a un vieux proverbe chinois qui dit au sujet des prévisions que c'est peut-être une chose merveilleuse, mais qui ne s'applique pas à l'avenir.

**Le sénateur Hays:** Le prix affiché aux États-Unis est-il le même que le prix canadien en termes de ce qu'il veut dire, c'est-à-dire le prix que paie le raffineur?

**M. Walker:** C'est une bonne question. Je crois, sans être certain de ce que j'avance, que ces prix sont en fait des instruments dont se servent le secteur de la production et celui du raffinage des pétrolières.

**M. Eggen:** Je pense que dans certains cas, il s'agit du prix que les raffineurs américains sont prêts à payer pour leur propre brut. Si vous examinez les affichages américains, vous vous rendez compte qu'un bon nombre de soi-disants raffineurs indépendants n'ont pas à leur disposition de sources de brut et affichent maintenant directement sur le marché newyorkais qui est celui des biens achetés à terme.

**Le sénateur Hays:** Nous devrions essayer d'obtenir une réponse à cette question parce que je pense qu'elle intéresse directement les travaux du comité. Merci de votre aide.

Ma dernière question découle de votre affirmation à la page 5 de votre mémoire où vous insistez sur la nécessité de circonstances qui permettront la formation de capital parce que de gros investissements seront requis en amont et en aval dans les années 90. Vous y dites que les décideurs ne devraient pas perdre de vue cette nécessité. Je pense connaître à l'avance la réponse que vous donnerez à ma question, mais j'ai cru bon de vous offrir l'occasion d'en parler. Ma question a à voir avec le rôle que peut jouer le gouvernement pour contribuer à la stabilité du marché.

Vous indiquez par exemple dans votre rapport annuel que la Texaco est prête à acheter de plus petites sociétés, particulière-



## [Text]

their reserves. In these difficult times, a problem that I can think of is that smaller companies are on a much different tax footing from Texaco, and this is not anyone's fault in terms of this government, Texaco or the small companies, they simply responded to a regulatory environment which existed prior to the current policy and they pay less royalties, PGRT and so the price you can buy the company at is a much different one from what they think they are worth based on what their situation is. An obvious solution to that would be to grandfather their tax position and royalty position to ensure that that is not a factor in pricing reserves of a smaller company.

Another problem which arises is that Texaco is not a Canadian-owned company. It is the stated policy of the current government and the previous one that Canadian ownership in the energy sector is an important objective.

There are problems which we discussed earlier today regarding pricing and it seems that things are moving along. People are finding their way in the new environment and some things are sorting themselves out but, obviously, some are not and may need a little help.

Do you see a role for government along the lines I have suggested in grandfathering some of the provisions that either exist now or that may have to be tacked on to the existing policy for a period of time; or is it your position that the best interests of Canada would be served by completely staying away from the energy sector?

**Mr. Walker:** I will ask Mr. Eggen to give you a specific answer to that. It is a difficult question for me to answer but I will try to give you a generic answer.

Of course there is a role for government to set the rules of the game and to keep them in place in order to give some continuity. One of the difficulties in the oil business is the enormous lead time required for these investments. There has to be continuity and it seems to me that should be the major role of government in order to set the environment in which the business is to work and then it can step back and let it happen. That is my personal view.

**Mr. Eggen:** I certainly support that understanding. There are two main areas of our business in which I believe government need play a role. Certainly, we recognize there needs to be a level of taxation which, primarily, is a provincial and a federal matter. The other area is the matter of royalties. We certainly recognize the fact that the resources we are talking about are owned by the various provinces in Canada and they have a role to play in setting an appropriate level of royalty. Both the level of royalty and the level of taxation need to be set at such a level that investing in the resource business in Canada is attractive for domestic and international investors. There has to be a degree of consistency because this is a long-range game and investments we are making today may not come onstream for five or six years down the road. You need

## [Traduction]

ment leurs réserves. En cette période difficile, je pense qu'un problème pourrait se poser du fait que ces sociétés plus petites ne sont pas soumises au même régime d'imposition que la Texaco, et ce n'est ni de leur faute, ni de celle du gouvernement ni de celle de la Texaco; elles sont réglementées de la même façon qu'elles l'étaient avant l'entrée en vigueur de la politique actuelle et elles paient moins de redevances et une taxe moins élevée sur les recettes pétrolières et gazières, de sorte que le prix auquel vous pourriez les acquérir est très différent de celui qu'elles croient valoir compte tenu de leur situation actuelle. Une solution évidente consisterait à parler de clause de droits acquis à l'égard des taxes et redevances de façon à assurer que ce facteur n'intervient pas dans l'établissement du prix des réserves de sociétés plus petites.

Un autre problème découle du fait que la Texaco n'est pas une compagnie canadienne. Le gouvernement actuel, tout comme l'ancien d'ailleurs, a pour politique la canadianisation du secteur énergétique.

Nous avons discuté plus tôt aujourd'hui de problèmes concernant la tarification et il me semble que les choses vont bon train. Les gens finissent par s'y retrouver et certains problèmes se règlent d'eux-mêmes, mais de toute évidence, il y en a d'autres pour lesquels ce n'est pas le cas.

Croyez-vous que le gouvernement a un rôle à jouer dans le sens que je mentionnais, qu'il pourrait adopter une clause des droits acquis à l'égard de ce qui existe actuellement ou de ce qui pourrait être greffé pendant un certain temps à la politique actuelle? Ou croyez-vous que les intérêts du Canada seraient mieux servis si le gouvernement n'intervenait pas dans le secteur énergétique?

**M. Walker:** Je demanderai à M. Eggen de vous répondre plus en détail. C'est une question à laquelle il m'est difficile de répondre, mais je vais essayer de vous donner une réponse générale.

Bien entendu, le gouvernement a pour rôle d'établir les règles du jeu et de s'assurer qu'elles sont respectées afin qu'il y ait une certaine continuité. Une des difficultés dans le secteur pétrolier est le temps requis pour les investissements. Il doit y avoir une continuité et c'est en ce sens que devrait intervenir le gouvernement fédéral de façon à créer un climat propice aux affaires. Ce sont mes vues personnelles.

**M. Eggen:** Je suis tout à fait d'accord avec cela. Il y a deux principaux domaines de notre industrie dans lesquels je crois que le gouvernement devrait jouer un rôle. De toute évidence, nous reconnaissons qu'il doit y avoir imposition et c'est là une question qui intéresse principalement les provinces et le gouvernement fédéral. L'autre domaine est celui des redevances. Nous reconnaissons le fait que les ressources dont nous parlons appartiennent aux diverses provinces du Canada et qu'elles ont un rôle à jouer dans l'établissement d'un taux approprié de redevances. Le taux des redevances et de l'impôt doit être de nature à encourager les investisseurs nationaux et étrangers à investir dans la mise en valeur des ressources canadiennes. Il doit y avoir une certaine uniformité parce qu'il nous faut planifier à long terme et que les sommes que nous investissons aujourd'hui pourraient ne pas rapporter avant cinq ou six ans.



*[Text]*

to know that the rules are not going to change part way through the project.

**Senator Hays:** Going back into the history of government intervention, the first thing government did was to insist that we use Canadian product where possible with, as an example, the Ottawa Valley line. That arose out of the Borden Commission. Then government got into other things in the 1970s. Would you agree that the first place that government might intervene would be to ensure that we do use our own product? Texaco has been acting in a very altruistic way but you are in a tough business and you have to be tough guys. You can only do that so long. One of your competitors is starting to bring offshore oil in more frequently than using Canadian supplies. It may be fine and dandy for you to do that but I do not think anyone would expect you to carry that burden in a competitive market otherwise the market will not work as we want it to. Do you see that as the first place to intervene?

**Mr. Walker:** No, I do not for the simple reason that the trouble with regulation and what we learned the hard way through the NEP is that once you put one brick in place, before you know where you are you have built a whole wall. What you suggest cannot be done while, at the same time, the borders are kept open. Before you know where you are, you have the whole wall built, as I have said

Right from the very beginning, it was the Texaco position upon deregulation that there is only one solution. You have to pull the whole wall down. There is one little brick left, which is the prorationing brick, which is another problem, but if you have open borders you must have a competitive market-driven system in the country which is tied to the world prices. Otherwise, it just will not work.

**Senator Hays:** The long term interests of security of supply, though, may be seriously threatened by doing nothing. I think you would agree with that, would you not?

**Mr. Walker:** There is the rub, yes.

**The Chairman:** Mr. Eggen, I have had a chance to think over your response with respect to relief from the PGRT and the increased income it would mean to Texaco. Your annual report states that you are in a strong financial position, which enables you to increase your reserves through economically viable acquisitions. Opportunities for further acquisitions are being evaluated. You did say that there are many places you can spend that money—the North Sea, the frontiers, exploration, etc. I rather suspect, however, that, as shrewd businessmen today, you are looking at some fairly attractive acquisitions in the western basin.

I am thinking particularly of the small producers who are in fairly critical condition and are probably ready to sell at dis-

*[Traduction]*

Il nous faut être assurés que les règles du jeu ne seront pas modifiées en cours de route.

**Le sénateur Hays:** Pour replacer l'intervention gouvernementale dans un contexte historique, précisons que la première mesure prise par le gouvernement a été d'insister pour que nous utilisions des produits canadiens lorsque c'était possible, par exemple en ce qui concerne le pipe-line de la vallée des Outaouais. C'est ce qu'avait recommandé la Commission Borden. Puis, le gouvernement est intervenu dans d'autres domaines dans les années 70. Seriez-vous d'accord pour dire que le gouvernement devrait intervenir en insistant avant tout sur la nécessité d'utiliser nos propres produits? Texaco s'est toujours montré très altruiste, mais votre industrie joue dur et il vous faut vous montrer durs vous aussi. Vous ne pouvez pas vous permettre de continuer ainsi pendant longtemps encore. L'un de vos concurrents commence à se servir plus souvent de pétrole étranger que d'approvisionnements canadiens. Vous êtes bien attentionnés, mais je ne pense pas que quiconque s'attende à ce que vous continuiez à supporter ce fardeau sur un marché concurrentiel qui risque ainsi de ne pas fonctionner comme nous le voudrions. Est-ce là d'après vous la première forme d'intervention souhaitable?

**M. Walker:** Non, pour la simple raison que le problème que pose la réglementation, ce que nous avons d'ailleurs appris par la force des choses depuis l'entrée en vigueur du PEN, c'est que lorsque vous mettez une brique en place, avant même que vous ne vous en soyez rendu compte, vous avez élevé tout un mur. Vous ne pouvez faire ce que vous préconisez tout en maintenant la libre circulation. Avant même de vous en être aperçus, vous aurez construit tout un mur, comme je viens de le dire.

Dès le début, Texaco a soutenu au sujet de la déréglementation qu'il n'y avait qu'une seule solution: abattre le mur au complet. Il reste une petite brique, c'est-à-dire le contingentement de la production, ce qui pose un autre problème, mais si les produits doivent circuler librement, il faut un système concurrentiel qui soit lié aux prix mondiaux. Autrement, les choses ne fonctionneront tout simplement pas.

**Le sénateur Hays:** Si nous n'intervenons pas, les intérêts à long terme que représente la sécurité de l'approvisionnement seraient sérieusement menacés. Vous êtes d'accord là-dessus, n'est-ce pas?

**M. Walker:** C'est cela l'ennui.

**Le président:** Monsieur Eggen, j'ai eu le temps de m'arrêter sur votre réponse au sujet du non-assujettissement à la taxe sur les recettes pétrolières et gazières, et des revenus accrus que cela pourrait entraîner pour la Texaco. Dans votre rapport annuel, vous mentionnez être dans une position financière saine, ce qui vous permet d'accroître vos réserves grâce à des acquisitions rentables. Vous évaluez actuellement d'autres possibilités d'acquisition. Vous avez dit qu'il y a de nombreux secteurs où vous pourriez investir cet argent—Mer du nord, régions pionnières, exploration, etc. Je me doute, toutefois, qu'en tant d'homme d'affaire averti, vous lorgnez certaines acquisitions assez intéressantes dans le bassin occidental.

Je pense plus particulièrement aux petits producteurs qui sont dans une situation financière assez critique et qui seraient

[Text]

tressed prices. Have you seen an increase in opportunities for acquisitions in this last while?

**Mr. Eggen:** I would not say that we have seen an increase, particularly, that would be a result of the current economic situation in Canada. There could be a lot of these companies wishing to sell, but I cannot say that there has been a particular increase over the last few months.

**The Chairman:** If you had \$100 to invest, I rather suspect that an acquisition would look much more attractive than would an exploration project in the frontier.

**Mr. Eggen:** It might be more probable. Either one is a risky business.

**The Chairman:** An acquisition of reserves is risky?

**Mr. Eggen:** Certainly it is. You buy those reserves in the ground at a certain price today, you might have assessed their value at \$25 per barrel a year ago, and those same reserves in the ground when you produce them might be worth only \$15 per barrel. There is considerable risk there as to what those reserves are worth, just as there is a risk in the exploration business when you go out and drill for oil and gas.

**The Chairman:** But at today's prices, your risk is considerably reduced, is it not?

**Mr. Eggen:** Yes, there has been a reduction of the downside factor. There is no doubt about that.

**The Chairman:** It would certainly be much lower than the risk involved in drilling a well on Baffin Island, would it not?

**Mr. Eggen:** That depends on how good a well it is on Baffin Island, I suppose.

**Mr. Dean Clay, Adviser to the Committee:** Mr. Walker, you said that markets, not costs, drive prices. Were you saying that tongue in cheek?

**Mr. Walker:** No, sir, I certainly was not.

**Mr. Clay:** We have heard from refiners who say that it takes anywhere from 50 to 100 days for oil to clear through the system and reach the consumer, and that the consumers cannot expect price to fall until the higher priced oil clears the system.

**Mr. Walker:** I do not think they used their words very carefully. Consumers' expectations are one thing. I am driven by one thing only: What have I got to sell my gasoline at to be competitive?

**Mr. Clay:** The statistics of the Department of Energy, Mines and Resources for average retail prices for leaded gasoline sold in major Canadian cities over the period from December through February indicate that, if anything, the prices rose.

**Mr. Walker:** That is probably correct, but the trouble with this subject, as I think everybody has told you, is that this is a rotten business. The returns are lousy.

**The Chairman:** I think everyone would agree with your first comment.

[Traduction]

probablement prêts à vendre à des prix dérisoires. Croyez-vous que certaines possibilités d'acquisition ont fait surface récemment?

**M. Eggen:** Je ne peux pas dire que nous avons noté une augmentation qui découlerait plus précisément de la conjoncture économique actuelle au Canada. Il se pourrait bien qu'un bon nombre de ces sociétés souhaitent vendre, mais je ne pourrais pas dire si leur nombre a augmenté au cours des quelques derniers mois.

**Le président:** Si vous aviez 100 \$ à investir, je suppose qu'une acquisition présenterait beaucoup plus d'intérêt pour vous qu'un projet d'exploration dans une région pionnière.

**M. Eggen:** Probablement, mais il y a des risques dans les deux cas.

**Le président:** Il y a des risques à acquérir des réserves?

**M. Eggen:** Certainement oui. Vous achetez ces réserves souterraines à un certain prix aujourd'hui. Il se pourrait que vous les ayez évaluées à 25 \$ le baril l'année d'avant et qu'elles ne valent plus que 15 \$ à l'étape de la production. Un risque considérable se pose quant à la valeur des réserves tout comme il s'en pose un dans le domaine de l'exploration pétrolière ou gazière.

**Le président:** Mais aux prix actuels, les risques sont considérablement réduits, n'est-ce pas?

**M. Eggen:** Oui, les prix ont beaucoup diminué. Cela ne fait aucun doute.

**Le président:** Les risques seraient certainement moins grands que dans le cas de travaux d'exploration dans l'île de Baffin, n'est-ce pas?

**M. Eggen:** Tout dépend je suppose de la richesse du puits qui serait creusé.

**M. Dean Clay, conseiller du comité:** Monsieur Walker, vous avez dit que ce sont les marchés et non les coûts qui déterminent les prix. Plaisantiez-vous?

**M. Walker:** Pas du tout, monsieur.

**M. Clay:** Certains raffineurs nous ont dit qu'il faut de 50 à 100 jours au pétrole pour parvenir au consommateur et que ce dernier ne peut s'attendre à ce que le prix baisse tant que le pétrole plus cher n'est pas sorti du système.

**M. Walker:** Je ne pense pas qu'ils aient bien pesé leurs mots. Les attentes des consommateurs sont une chose. Une seule chose me préoccupe quant à moi: à quel prix dois-je vendre mon essence pour être concurrentiel?

**M. Clay:** Les statistiques recueillies par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources quant au prix de détail moyen pour l'essence au plomb vendu dans les principales villes canadiennes de décembre à février indiquent que les prix ont augmenté.

**M. Walker:** C'est probablement exact, mais le problème, comme tout le monde vous l'a probablement dit, c'est que les affaires ne sont pas faciles dans ce secteur. Les profits sont négligeables.

**Le président:** Je pense que tout le monde serait d'accord avec votre premier énoncé.

[Text]

**Mr. Walker:** Those are the facts.

**Mr. Clay:** But if prices have to stay up for 60 to 90 days—which is certainly borne out by the statistics showing what has happened in Canada, even though crude prices started to fall in the last week of November—certainly there is a suggestion that the cost of that inventory is what is keeping the price to the consumer up.

**Mr. Walker:** There is no doubt about that. The market participants certainly are not going to do any volunteering if they can help it. Nevertheless, the pressures are there. I am going to be competitive in the marketplace; otherwise, I am finished. I have no choice.

**Mr. Clay:** If someone could find a way to move offshore products into Canada at the international price—there seems to be some difficulty in doing that now—and the domestic price is still substantially higher, are you going to move down to meet that even if it means selling at a loss?

**Mr. Walker:** Of course. It is something that is happening now and has always happened. There is material coming into Canada from abroad.

**Mr. Clay:** The price to the consumer has essentially fallen. Imperial Oil posted its lower prices April 4, which was a lag of about three months. In the light of that, I question your earlier statement that markets drive the prices.

**Mr. Walker:** No, sir. There have been several falls in prices over that period of time. Petro-Canada led one and Petro-Canada is a market leader. I think there have been three distinct price changes during February, March and April.

**Mr. Clay:** They have occurred with a considerable lag, however?

**Mr. Walker:** Certainly.

**Mr. Clay:** You also made the statement that Texaco was only a comparatively small player at 10 per cent of the market. The largest player in the United States is Chevron, with 9 per cent of U.S. gasoline sales last year at the retail level. I will pose the same question to you now that I asked of Esso this morning: In the United States, the four largest players last year controlled about 32 per cent of the retail sales of gasoline and, in Canada, we understand that the four leading player control closer to 70 per cent of the market. Under those circumstances, do you see that the Canadian market is less competitive and that this is one of the reasons why the price has fallen more slowly in Canada?

**Mr. Walker:** No, sir. I would say two things in reply. First, I am facing two competitors who have more than 50 per cent of the total market. That is certainly not the situation that exists in the United States. Secondly, there are three competitors who have already withdrawn from that market; namely, British Petroleum, PetroFina and Gulf. Why did they withdraw from this market? Was it because it was such a good business?

**Mr. Clay:** The question was: Does it make it less competitive?

[Traduction]

**M. Walker:** Ce sont les faits.

**M. Clay:** Mais si les prix doivent demeurer élevés pendant 60 à 90 jours—ce que prouvent les statistiques qui montrent ce qui s'est passé au Canada même si les prix du brut ont commencé à baisser la dernière semaine de novembre—il faut certainement en conclure que c'est le coût des stocks qui fait que les prix demeurent élevés pour les consommateurs.

**M. Walker:** Cela ne fait aucun doute. Les principaux intéressés ne feront rien pour changer les choses s'ils peuvent s'en dispenser. Néanmoins, des pressions sont exercées. Je dois être concurrentiel sur le marché; sinon je n'ai aucune chance.

**M. Clay:** Si quelqu'un pouvait trouver un moyen d'importer au Canada au prix international—cela semble actuellement difficile—et que le prix des produits nationaux demeure considérablement plus élevé, baisseriez-vous vos prix même s'il vous fallait vendre à perte?

**M. Walker:** Bien entendu. Ce sont des choses qui arrivent aujourd'hui et qui n'ont rien de neuf. Il entre au Canada des produits étrangers.

**M. Clay:** Essentiellement, le prix à la consommation a baissé. L'Imperial Oil a affiché ses prix les plus bas le 4 avril, avec un délai d'à peu près trois mois. À la lumière de ce fait, je mets en doute votre énoncé de tout à l'heure selon lequel les marchés déterminent les prix.

**M. Walker:** Je ne suis pas d'accord avec vous, monsieur. Il y a eu plusieurs baisses de prix pendant cette période. Petro-Canada en a entraîné une et c'est un leader sur le marché. Je pense qu'il y a eu trois changements distincts de prix en février, mars et avril.

**M. Clay:** Mais après un délai considérable, n'est-ce pas?

**M. Walker:** Oui.

**M. Clay:** Vous avez également dit que la Texaco était par comparaison une assez petite société étant donné qu'elle ne détient que 10 p. 100 du marché. La plus grosse aux États-Unis est la Chevron qui est intervenue l'année dernière pour 9 p. 100 des ventes d'essence au détail dans ce pays. Je vais vous poser la question que j'ai posée aux représentants d'Esso ce matin: aux États-Unis, les quatre plus grosses sociétés ont réalisé l'année dernière environ 32 p. 100 des ventes au détail d'essence et, au Canada, nous croyons comprendre que le chiffre correspondant pour les quatre plus grosses sociétés était plus près de 70 p. 100. Dans ces circonstances, diriez-vous que le marché canadien est moins concurrentiel et que c'est l'une des raisons pour lesquelles le prix a été plus lent à chuter?

**M. Walker:** Non. J'aurais deux choses à dire en réponse à cela. Premièrement, j'ai à faire face à deux concurrents qui détiennent plus de 50 p. 100 du marché. Ce n'est certainement pas la situation qui prévaut aux États-Unis. Deuxièmement, trois concurrents se sont déjà retirés du marché, à savoir la British Petroleum, PetroFina et Gulf. Pourquoi l'ont-ils fait? Est-ce parce que les choses allaient trop bien?

**M. Clay:** Ma question était la suivante: est-il moins concurrentiel?



## [Text]

**Mr. Walker:** I suppose the sort of theoretical answer is that it would tend to, but I certainly have not seen any evidence of it. With open borders, I cannot see how it matters. A theoretical economist, I suppose, would tell you that fewer players would tend to make it less competitive. But there are no barriers to anybody. Anybody who wants to import gasoline or any other product to this country is perfectly free to do so. There are no barriers whatsoever, apart from the normal business barriers of risk and return, and the risk is high and the return is rotten.

**Mr. Clay:** We have heard that there are some barriers to getting products into certain parts of the Canadian market.

Turning to the question of prorationing, I think that you have certainly spoken on behalf of your company as to why you feel the prorationing system should be done away with. A week ago we had an equally strong plea from two juniors as to why prorationing should remain in place. They described a situation in which, from their perspective, they saw more of the oil being tendered through supplemental sales and less through nominated sales, which are subject to prorationing. They also observed that they were being forced to accept less for their crude in the supplemental sales market. They described price differentials as large as \$6 per barrel but described an incident where, in one day, they tried to move oil through the nominated sales, were turned down by IPL, but subsequently that day moved it through a supplemental sale of \$3 less per barrel. How would you answer their concern that in this type of market they see themselves being squeezed out by the larger players?

**Mr. Walker:** I think we have an equation there of two and two, and it sort of makes five. All of the things they said to you are correct in essence—certainly as far as the numbers are concerned; but there is a key point. Firstly, the secondary market is really a very unsatisfactory device, but it is the only device that they have been able to come up with. Secondly, no one forced them to sell into the supplemental market. The way the supplementary market works is that people who require supplementary volumes put an ad in the paper saying, "Anyone out there who has any volume, this is what we will pay for it, and this is where we want to move it". Occasionally we put in an ad, and the upstream will look at the economics and say, "No, we are going to keep it in the ground. We are not going to sell it at that rate". So they are perfectly free not to meet those market forces if they don't wish to.

**Mr. Clay:** Which I assume, for a small company, in terms of its cash flow, would drive it under very quickly.

**Mr. Walker:** Exactly. Regarding those supplementary volumes, originally most of it went down to the west coast to meet A&S. There have been some volumes that go into Chicago. Incidentally, we have bought supplementary volumes. We paid postings—I paid my postings.

**Mr. Clay:** Would you agree with their observation that the supplementary sales market is growing at the expense of the

## [Traduction]

**M. Walker:** Je suppose que théoriquement tout porterait à le croire, mais je n'ai rien pour me le prouver. Si les produits peuvent circuler librement, je ne vois pas ce que cela change. J'imagine qu'un économiste vous dirait qu'il l'est moins parce que les sociétés y sont moins nombreuses. Mais il n'y a d'obstacles pour personne. Quiconque veut importer de l'essence ou tout autre produit est parfaitement libre de le faire. Il n'existe aucune barrière, si ce n'est les barrières commerciales habituelles qui concernent les risques et les profits, mais les risques sont élevés et les profits négligeables.

**M. Clay:** On nous a dit qu'il y avait certains obstacles à l'acheminement de produits dans certaines régions du marché canadien.

Pour ce qui est de la question du contingentement de la production, vous avez certainement parlé au nom de votre société lorsque vous avez énuméré les raisons pour lesquelles on devrait s'en écarter. Il y a une semaine, deux sociétés plus petites nous ont dit avec autant de conviction qu'à leur avis il devrait continuer à y avoir contingentement. Elles ont décrit une situation dans laquelle, de leur point de vue, une plus grande quantité de pétrole était offerte aux termes de ventes de surplus et moins aux termes de ventes désignées, lesquelles sont assujetties au contingentement. Elles ont également fait observer qu'elles étaient forcées d'accepter un prix moindre pour leur brut sur le marché des ventes de surplus. Elles ont parlé de différences de prix aussi élevées que 6 \$ le baril, mais ont raconté qu'un jour elles ont essayé de vendre du pétrole sur le marché des ventes désignées, ont vu leur offre rejetée par l'IPL mais l'ont par la suite vendu le même jour par le biais d'une vente de surplus à 3 \$ de moins le baril. Comment réagissez-vous au fait qu'elles se sentent coincées par les plus grosses sociétés?

**M. Walker:** Je pense que nous avons ici une équation où deux et deux font cinq. Tout ce qu'elles vous ont dit est essentiellement vrai—du moins en ce qui concerne les chiffres; mais il y a un facteur clé. Premièrement, le marché secondaire est un outil très insatisfaisant, mais c'est le seul qu'on ait réussi à trouver. Deuxièmement, personne ne les a forcées à vendre sur le marché de surplus. Le marché de surplus fonctionne ainsi: les gens qui ont besoin de quantités supplémentaires publient une annonce dans les journaux en ces termes: «Nous sommes prêts à payer tant pour toute quantité additionnelle et voici où nous voulons l'acheminer.» Il arrive à l'occasion que nous publions une annonce et que le secteur en amont, après avoir examiné si cela est rentable, dise non: «Les réserves demeureront souterraines. Nous refusons de vendre à ce taux.» Donc, elles sont parfaitement libres de s'opposer à ces forces du marché si elles le souhaitent.

**M. Clay:** Je suppose qu'une petite compagnie qui disposerait de peu de liquidités ferait vite faillite.

**M. Walker:** Exactement. Quant à ces volumes supplémentaires, la meilleure partie a été acheminée vers la côte ouest. Une certaine quantité a été livrée à Chicago. En fait, nous en avons nous-mêmes acheté. Nous avons payé le prix affiché—j'ai payé le prix affiché.

**M. Clay:** Seriez-vous d'accord avec ces sociétés pour dire que le marché des ventes de surplus s'accroît aux dépens de

[Text]

nominated sales, and that most of the crude moving through supplementary sales is selling at lower prices?

**Mr. Walker:** No, sir, I would not agree with the first part of it, but obviously I would agree with the second. The supplementary sales are usually at lower prices—certainly from my observation. We are not bidding for supplementary sales at the moment, anyway.

**Mr. Clay:** But you do not agree that that is claiming a larger share of the production in Alberta?

**Mr. Walker:** I guess that what they are saying, in effect, is probably right, because we have more shut-in oil now than we have ever had. Of course, May will be slightly less than in April. In April we had 200,000 barrels, approximately.

**Mr. Wild:** Industry had about that much.

**Mr. Walker:** So it is that pool of oil which is available for supplementary sales; and, yes, it was an enormous amount in April. In May the shut-in is coming down to about 120,000 barrels. So there are 80,000 barrels per day fewer available for that supplementary pool in May than there were in April. What they say is right; but you have to understand how it got there.

**Mr. Wild:** There is also a delivery problem, both east and west, occasionally.

**Mr. Clay:** That deliverability problem is arising from the larger amounts of heavy oil being shipped east through the IPL?

**Mr. Walker:** That is correct.

**Mr. Clay:** In your introductory remarks you noted that Texaco Canada's refining and marketing operations produced a negative after-tax return on capital employed in 1983-84. You then went on to say that companies could not form the capital necessary for large downstream investments under these circumstances; also that, in turn, this requires some reduction in the disproportionate taxation on the industry. Some statistics compiled by the Restrictive Trade Practices Commission on efficiency of marketing for 1982, which would just precede the year that you were reporting on, suggested that in Ontario you held 5 per cent of the market, but you were fifteenth in productivity—that is, in terms of the amount of gasoline you sold per retail outlet. Presumably that contributed to part of your problem in showing a good return on your downstream operations—the fact, for example, that Canadian Tire stood first, and a number of other independents were near the top of the ranking, and some of the majors, such as BP, Petro-Canada, and Texaco, were near the bottom. Have you taken steps to overcome what you could call an inefficiency and distribution problem in your system, so that, in a sense, you have done your part to improve the downstream operations in matching government, if you are asking it to relieve you of PGRT, and so forth?

[Traduction]

celui des ventes désignées et que la plus grande partie du brut qui y est vendue l'est à un prix moins élevé?

**M. Walker:** Je suis d'accord avec la première partie de votre énoncé, mais pas avec la deuxième. Les ventes supplémentaires sont habituellement à un prix moins élevé—c'est du moins ce que j'ai pu observer. Toutefois, à l'heure actuelle du moins, nous ne faisons aucun appel offres pour des ventes de surplus.

**M. Clay:** Mais vous n'êtes pas d'accord pour dire que c'est ainsi qu'est écoulée la plus grande partie de la production de l'Alberta?

**M. Walker:** Je pense qu'elles ont probablement raison d'affirmer ce qu'elles affirment, parce que nous disposons de plus de réserves souterraines que jamais. Bien entendu, il y en aura légèrement moins en mai qu'en avril. En avril, nous avions environ 200 000 barils.

**M. Wild:** C'est la quantité dont disposait à peu près l'industrie.

**M. Walker:** Ce sont donc ces réserves de pétrole qui sont disponibles pour des ventes supplémentaires; je dois admettre qu'il s'agissait en avril d'un chiffre très élevé. On s'attend à ce qu'en mai le chiffre correspondant soit de 120 000 barils. En mai donc il y aura 80 000 barils par jour de moins qu'en avril pour alimenter les ventes supplémentaires. Ce qu'elles disent est vrai, mais il importe de comprendre comment on a abouti à cette situation.

**M. Wild:** Un problème de livraison se pose également à l'occasion tant dans l'est que dans l'ouest.

**M. Clay:** Ce problème de livraison tient à ce que de plus grandes quantités de pétrole brut sont expédiées vers l'Est par l'IPL?

**M. Walker:** C'est exact.

**M. Clay:** Dans vos observations préliminaires, vous avez fait remarquer que les activités de Texaco Canada en matière de raffinage et de commercialisation ont donné un rendement après impôt négatif par rapport au capital employé en 1983-1984. Puis vous avez dit que les sociétés ne pouvaient, dans ces circonstances, constituer le capital nécessaire pour faire d'importants investissements dans les activités en aval, ce qui demanderait qu'on réduise les impôts hors de proportion imposés à l'industrie. D'après certaines statistiques compilées par la Commission sur les pratiques restrictives commerciales au sujet de l'efficacité de la commercialisation en 1982, soit l'année qui précède celle qui fait l'objet de votre rapport, vous déteniez en Ontario 5 p. 100 du marché, mais vous vous classiez 15<sup>e</sup> sur le plan de la productivité, c'est-à-dire en ce qui concerne la quantité d'essence que vous avez vendue par point de vente au détail. Cela a probablement contribué en partie à votre problème, car vous avez enregistré un bon rendement sur vos activités en aval; par exemple, Canadian Tire arrivait en premier et un certain nombre d'autres producteurs indépendants étaient en tête de liste, tandis que certains des grands comme BP, Petro Canada et Texaco arrivaient pratiquement en dernier. Avez-vous pris des mesures pour surmonter cette inefficacité et ce problème de distribution dans votre système, de manière à faire votre part au niveau des activités en aval,



[Text]

**Mr. Walker:** I guess that one of the problems with statistics is that you can prove almost anything. I do not accept the RTPC's definition of "efficiency"—

**Mr. Clay:** Productivity ranking.

**Mr. Walker:** And productivity. I will accept statistics that show how efficient I am with regard to my through-puts. Firstly, I do not know where the 5 per cent comes from. I have about 12 per cent of the retail market in Ontario.

**Mr. Clay:** It was fifth in market share.

**Mr. Walker:** Yes. Regarding the whole idea of productivity and efficiency, I personally do not think that those statistics bear on that subject. I have a refinery. I maintain a complete distribution facility, and all sorts of services which, presumably, our customers require. That is all part of my business. A lot of those people on that list do not have any connection with that part of our business. The sort of statistics I look at are my through-put per unit and my share of market versus my share of the outlets in the market. There are various other ways of measuring my performance, but I can assure you that I spend most of my time trying to improve what I look at as being my efficiency, which is my cost of operation. We have done an enormous amount toward decreasing our cost of operation.

That is one of the reasons we have had this discussion about costs. If I am thoroughly inefficient, what right have I to pass my costs through to the marketplace? That is why you come to the position where the marketplace drives the system, and, if I want to survive, I had better get my costs in line.

**Mr. Clay:** That was my original question. But you do not accept what they use as a measure of productivity for your operations?

**Mr. Walker:** I absolutely do not—and we have been telling them that for the last three or four years.

**Mr. Lawrence Harris, Adviser to the Committee:** Mr. Walker, I would like to ask you for an opinion about an element of swapping. In the annual report there is an interesting note that outlines agreements between various refiners. It seems that all of the refiners have many links in this regard. We are told by some independents that the existence of these swapping arrangements precludes them from having access to the market. Could you give us an opinion on this? If swaps were not permitted, do you think that independents would indeed have a greater share in the products market, which would increase competition, which is a major theme? Also, in the absence of swaps, should we assume that prices would be even higher than they are now?

**Mr. Walker:** You certainly could assume that. The exchange mechanism is a very efficient system of distributing products. Once again, if you look at the RTPC testimony, you will find that there is a great deal of argument there that bears on what we call "exchanges". It is a complete fallacy to think that exchanges lessen the amount of product or the number of players in the marketplace. Let us take, for example, the Co-op

[Traduction]

compte tenu du fait que vous demandez au gouvernement de ne plus vous imposer le TRPG, etc.?

**M. Walker:** L'un des problèmes des statistiques, c'est qu'on peut prouver pratiquement ce que l'on veut. Je n'accepte pas la définition que donne la CPRC de l'efficacité...

**M. Clay:** Au niveau de la productivité.

**M. Walker:** Et de la productivité. J'accepterai des statistiques qui montrent jusqu'à quel point je suis efficace en ce qui concerne l'écoulement de mes stocks. Premièrement, je ne sais d'où sortent ces 5 p. 100. Je détiens environ 12 p. 100 du commerce de détail en Ontario.

**M. Clay:** C'était le cinquième de la part du marché.

**M. Walker:** Oui. En ce qui concerne toute l'idée de la productivité et de l'efficacité, je ne pense pas personnellement que ces statistiques soient pertinentes. J'ai une raffinerie. Je tiens un centre de distribution complet et offre toutes sortes de services que, probablement, nos clients exigent. Cela fait partie de mon travail. Bon nombre de ceux dont le nom figure sur cette liste n'ont rien à voir avec cette partie de notre travail. Les statistiques qui m'intéressent concernent l'écoulement de mes stocks par unité et ma part du marché en fonction de ma part de points de vente. Il y a divers autres moyens de mesurer mon rendement, mais je peux vous assurer que je passe le plus clair de mon temps à essayer d'améliorer ce que je considère être mon efficacité, soit mes frais de fonctionnement. Nous avons beaucoup fait pour les diminuer.

C'est l'une des raisons pour lesquelles nous avons eu cette discussion sur les coûts. Si je suis totalement inefficace, quel droit ai-je de faire payer mes coûts par le marché? C'est pourquoi on en arrive à la situation où le marché dirige le système et pour survivre, je dois ajuster mes coûts.

**M. Clay:** C'était ma première question. Mais vous n'acceptez pas ce qu'ils utilisent comme mesure de la productivité de vos opérations?

**M. Walker:** Je ne l'accepte absolument pas et c'est ce que nous leur disons depuis les trois ou quatre dernières années.

**M. Lawrence Harris, conseiller du comité:** Monsieur Walker, j'aimerais vous demander votre avis sur un élément des accords de troc. Dans le rapport annuel, on trouve une note intéressante où il est question des accords entre diverses raffineries. Il semble que toutes les raffineries aient des liens à cet égard. Certains producteurs indépendants nous ont dit que l'existence de ces accords de troc les empêchait d'accéder au marché. Pourriez-vous nous donner votre avis à ce sujet? Si ces accords n'étaient pas permis, pensez-vous que les producteurs indépendants auraient une plus grande part du marché, ce qui favoriserait la concurrence, dimension très importante? De plus, en l'absence d'accords de troc, devrions-nous présumer que les prix seraient encore plus élevés qu'actuellement?

**M. Walker:** Certes, vous pourriez le présumer. Le mécanisme des échanges est un mode de distribution très efficace. Encore une fois, en relisant le témoignage de la CPRC, vous constaterez que de nombreux arguments militent en faveur de ce que nous appelons les échanges. Il est complètement erroné de penser que les échanges diminuent la quantité de produits ou le nombre de vendeurs sur le marché. Prenons, par exemple,



*[Text]*

Refinery in Regina. The Co-op in Saskatchewan is a big player in the Alberta market. How do they get their products to that market? They have no transportation systems other than tanker rail cars and tanker trucks. They get it there through exchange, which produces another strong player in the Edmonton market. I shall not take up the time of the committee giving you the whole series of arguments on exchanges, but I can assure you that there is a lot of argument in those RGPC documents which bear on this very important device called exchange, which is basically driven by transportation savings. It is a device which reduces costs.

**The Chairman:** Gentlemen, you have been very articulate in your comments this afternoon in presenting a very informative brief. Thank you.

The committee adjourned.

*[Traduction]*

le cas de la raffinerie coopérative de Regina. La co-op de la Saskatchewan est très importante sur le marché de l'Alberta. Comment fait-elle pour y amener ses produits? Elle n'a pas de système de transport, si ce n'est les wagons-citernes et les camions-citernes. Elle le fait par le moyen des échanges, ce qui ajoute un autre vendeur important sur le marché d'Edmonton. Je ne vais pas accaparer le comité en lui exposant tous les arguments sur les échanges, mais je peux vous assurer que ces documents de la CPRC contiennent une foule d'arguments qui militent en faveur de cet important mécanisme des échanges, grâce auquel on économise sur les frais de transport. Il fait baisser les coûts.

**Le président:** Messieurs, vous avez été très clairs cet après-midi dans vos observations, et votre exposé a été très instructif. Je vous remercie.

Le comité s'ajourne.

**APPENDIX "ENR-24-B"**

**SCHEDULE OF LETTERS AND**

**PRESENTATIONS TO:**

**STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL  
RESOURCES**

- Onyx Petroleum Exploration Company Ltd.
- Coho Resources Limited
- Yoho Petroleum Ltd.
- Comaplex Resources International Ltd.
- Cimarron Petroleum Ltd.
- Eagle Resources Ltd.
- Cabre Exploration Ltd.
- Tri Link Resources Ltd.
- Woolley Resources Ltd.
- Bopete Resources Ltd.
- Strand Oil & Gas Ltd.
- Stone Petroleum Ltd.
- Sorrel Resources Ltd.



## ONYX PETROLEUM EXPLORATION COMPANY LTD.

2000 DAON BUILDING - 444 - 5TH AVE. S.W.  
CALGARY, ALBERTA T2P 2T8  
TELEPHONE (403) 264-6120

April 16, 1986

Mr. Joseph A. Mercier  
Universal Explorations (83) Ltd.  
Tenth Floor  
736 Eighth Avenue S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 1H4

Dear Joe:

In connection with your meeting next week with the Senate Energy Committee I would like to submit the following:

There is no doubt in my mind that the small exploration and producing companies in Canada will not generally be able to survive with the current oil prices. I think it is clearly demonstrable that this section of the oil industry historically has been one of the most active in conventional exploration and development which, in turn, has directly resulted in creating thousands of additional jobs in the service industry side as well as indirectly in the manufacturing side. While elimination of PGRT is beneficial to the industry as a whole and, clearly it was intended as a windfall profits tax and therefore is now inappropriate, elimination of it does not create new sources of funds for small explorers as most of them do not exceed the exemption level. Similarly, a reduction in provincial royalties in Alberta, while helpful, does not solve too many problems because of the Alberta Royalty Tax Credit. In other words, the small explorers have no problem with the existing fiscal regime, but erosion of two thirds of the selling price is unmanageable.

There are two problems regarding crude oil pricing.

### 1. World Prices

The world oil prices are what they are and clearly any remedy of the situation becomes a political event. Certainly there is a precedent in Canada, particularly in the manufacturing and clothing industries, to permit government support either by way of import restrictions or tariffs, etc. A floor price for oil should be treated no differently than manufacturing tariffs.

The larger oil companies do not necessarily support a government floor price for fear of upside retaliation, but if such an event would remedy the crisis for the small explorers and producers, then clearly it should be considered by the government.



**ONYX PETROLEUM EXPLORATION COMPANY LTD.****2. Canadian Prices**

In our opinion, the Canadian producers are being taken advantage of by the few refiners that we have in Canada, including Petro-Canada. Prices for western Canadian oil are currently the lowest in the world and are at least \$3-4 lower than prices being paid in the U.S., while at the same time, prices to the consumer have changed very little. To suggest to the consumer that the turn around time to convert a barrel of crude oil in western Canada to marketable products in eastern Canada takes 90 - 120 days is a disgraceful disguise of all the facts. As I understand it, approximately 25% of Alberta's production (200,000 ± barrels per day) is refined in Edmonton which puts the source of crude oil probably not more than two days away.

To suggest that the price of our crude should be based on a price paid in Chicago with transportation charges deducted from our wellhead price as though our oil was going to be shipped to Chicago is totally ludicrous. In our opinion, refineries in Edmonton should have to pay a price for our crude equal to alternate sources of supply which presumably would be, at least theoretically, from Chicago, or the east or west coast, shipped by hot air balloons or some other magic method back to Edmonton. As a possible solution to competing with this buying cartel we would be in favor of a totally new marketing scheme in the province of Alberta wherein APMC would again become the sole marketing agent for all of Alberta's crude oil production including royalty oil. APMC with a highly motivated expert marketing staff would then work towards creating some very viable markets in Canada and the U.S. and, on a monthly basis, would call for bids from these markets for this very sizeable and secure source of crude. The Edmonton refineries would also have to bid on this crude realizing that if APMC were to receive higher bids in any given month from the U.S. or other markets they (the Edmonton refineries) might find themselves high and dry for a source of supply. This proposal would obviously not suit most of the major oil companies, but it definitely would be fair for everyone and would certainly eliminate the existing schemes whereby the majors dictate to us and the government the price they are willing to pay. Prorating under this scheme would be coordinated by APMC with the ERCB, but shut in crude should not be any worse than it is now, since one would expect the APMC would always receive bids even though they may not like the price. This would also facilitate the Alberta government with its royalty oil and make them look much more responsible for the manner in which they dispose of that oil.

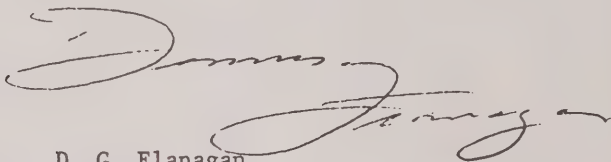
As a final thought on the pricing/marketing situation, the small producers must continue to be given rights to market their product. The current prorating scheme was initiated by Premier Manning some 30 years ago in an effort to protect the small producers. In a recent speech the President of Texaco Canada called for elimination of the current prorating scheme suggesting it is "antiquated". If anyone thinks we are having problems with these same companies regarding pricing can you imagine the problems we would have in securing a share of the market if no "fair" share of marketing was allowed under prorating. In times of dropping oil prices these companies have transferred their profitability to the refining/marketing side. We can't do that. Some of the majors through sheer corporate greed are trying to squeeze out the independents, and we can't permit this to happen.

## ONYX PETROLEUM EXPLORATION COMPANY LTD.

These are some preliminary views and are intended to help you formulate your own views to present to the Senate hearings. I realize that a large part of our concerns would most likely be solved at the provincial level, but feel free to use whatever you wish from these suggestions.

Yours very truly,

ONYX PETROLEUM EXPLORATION COMPANY LTD.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D. G. Flanagan', written in a cursive style.

D. G. Flanagan  
President

DGF/ks

cc: Gordon D. MacDonald - Eagle Resources Ltd.  
Roger J. Stuber - Eagle Resources Ltd.  
Kenneth B. Stovel - Cabre Exploration Ltd.  
Kerry E. Sully - Ranchmen's Resources (1976) Ltd.  
Lloyd Woolley - Woolley Resources Ltd.  
George Fink - Comaplex Resources International  
Dennis Gieck - Strand Oil & Gas Ltd.  
Barry Foster - CanPet Marketing  
Garth Wiggins - Tri Link Resources Ltd.  
Harvey McDiarmid - Colonial Oil & Gas Limited  
Randy Pawliw - Cimarron Petroleum Ltd.  
David Speirs - Sorrel Resources Ltd.  
Ken Lambert - Coho Resources Limited  
David Wolf - Stone Petroleums Ltd.



RESOURCES LIMITED

1650, 300 - 5TH AVENUE S.W., CALGARY, ALBERTA T2P 3C4

TELEPHONE: (403) 261-9800

TELEX 03-826896

April 16, 1986

Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources  
Ottawa, Ontario  
K1A 0A4

Attention: Earl A. Hastings  
Chairman

Gentlemen:

Coho Resources Limited is a relatively small Calgary based explorer and producer with about 400 barrels of oil per day ("BOPD") of production in Alberta, 1,000 BOPD in Saskatchewan and 600 BOPD in the United States.

In 1985 Coho spent \$14,600,000 on capital expenditures and had cash flow of \$3,600,000. In other words, Coho spent four times its cash flow on capital expenditures. The extra funds came from equity issues and bank borrowings. Coho has relied heavily on the incentives granted under the National Energy Program (PIPS and PGRT exemption) and the Alberta Royalty tax credits to induce investors to provide the Company with funds to cover its capital expenditures and to induce the bank to loan funds for development purposes.

The collapse in oil prices has impacted companies like Coho far more than large producing companies. Prior to the collapse of the oil prices, the aggregate government tariffs on our Alberta oil was limited to about 8 percent. Consequently, for every dollar decline in the price of crude oil, our Company loses 92 cents in cash flow. Companies such as Texaco would only lose in the range of 30 cents in cash flow for every dollar decline in oil prices. The small companies simply can not react to such a dramatic negative change in cash flow in the short term. Therefore governments must take action if the majority of companies in this sector are to survive.

The suggestions from IPAC and CPA to remove the PGR Tax and to reduce royalties will be very beneficial for the Texacos and Shells of the industry but will do effectively nothing for the Cohos of the industry. The removal of PGRT combined with a five percentage point drop in royalties would increase a large company's cash flow by 50% - representing tens of millions of dollars of additional financial muscle to each of the larger companies. The same treatment would result in a small company's cash flow increasing by only 1.25% before Alberta's April 1 announcement and by .125% after the announcement.



Our industry survives on cash flow. Any changes made to the present system should take into consideration the relative changes in cash flow for each size of company within the industry. For this reason we support the Cash Flow Stabilization Program recommended by the Small Explorers and Producers in their submission to the Alberta Government on April 9, 1986 (a copy of which is attached).

Without a cash flow stabilization program investor confidence will not be reestablished. New capital will not flow into the industry for exploratory expenditures. Bankers will refuse to lend funds for development purposes. The small independent sector of the industry will die.

The implementation of the Cash Flow Stabilization Program will rekindle investor confidence, enable the smaller companies to raise additional debt and equity dollars and help rejuvenate the very depressed industry service sector.

Because of our geographic diversification we are aware of the prices being paid for crude oil in Canada as compared with the prices being paid for crude oil in the United States on a daily basis. Throughout the first quarter of 1986 our U. S. crude oil was consistently bringing us higher prices than was our Canadian crude oil on a quality adjusted basis. The price differentials ranged up to \$6.00 U.S. per barrel and probably averaged in the \$3.00 U.S. per barrel range for similar quality crude oil.

We do not have the luxury to dedicate manpower to study this problem which we believe to be complex. However, it is our belief that we do not have a free market system in Canada. We have only a few Canadian refiners and our shipping options are limited. For this reason we strongly support the Small Explorers and Producers submission concerning a refinery tax on oil to force our Canadian refiners to pay a fair price for our crude oil.

Perhaps the most critical aspect for the small producer is access to market. The small producers require a prorationing system to ensure that their pro rata share of production is sold. We can tell by the prices that Canadian refiners pay that they will not treat the producers fairly. If the prorationing system is removed, particularly during times when there is an oversupply of crude, the refiners will purchase crude from their own divisions to the exclusion of producers that have no refinery capacity. This will concentrate the power of the industry in the hands of the few large refiners and many of the smaller producers simply will not survive.

Yours very truly,

COHO RESOURCES LIMITED



K. H. Lambert  
President

KHL:ml  
encl.

## JOINT SUBMISSION OF SMALL EXPLORERS AND PRODUCERS

April 7, 1986

The Honorable Donald R. Getty, Premier  
President of Executive Council  
Legislative Assembly of Alberta  
307 Legislative Building  
Edmonton, Alberta  
T5K 2B6

Dear Mr. Premier:

This submission is made on behalf of 95 Small Explorers and Producers who, collectively, have made the following contributions to the Alberta economy in 1985:

1. Employed over 1000 people directly
2. Employed several thousand people indirectly
3. Participated in the drilling of about 1800 wells
4. Made \$250,000,000 of capital expenditures
5. Produced about 20,000 barrels of oil per day in the aggregate
6. Expended approximately three times cash flow on capital projects.

It is our intention to solicit additional support for this submission. We will keep you advised of the names and statistics for the new corporations that endorse this submission subsequent to this date. This new information will augment the names and statistics already provided to you.

**DEFINITION:** Generally speaking a Small Explorer and Producer is a company that generates less than \$10,000,000 in gross oil and gas revenues in the province. Some of the companies that we represent have revenues in excess of this amount. We will actively encourage support for this submission from both larger and smaller companies.

**OBJECTIVE:** The Small Explorers and Producers seek provincial and federal assistance to accomplish the following:

1. Assure that the small sector of the industry does not disappear.
2. Provide a mechanism to bridge the hopefully short lived oil price collapse to enable this sector to access sufficient cash flow to meet its financial obligations, maintain its employees and sustain a level of reinvestment that will provide work for the service sector of the industry.
3. Re-establish and maintain investor confidence to enable outside capital investment to be brought into the industry.
4. Maintain activity which will enable the identification of additional reserves to help preserve Canadian self sufficiency in conventional oil production for an extended period of time.

## Copy sent to:

Hon. John Zaozirny, Alberta Minister of Energy & Natural Resources  
The Rt. Hon. Brian Mulroney, Prime Minister of Canada  
Hon. Pat Carney, Federal Energy Minister  
Mrs. Bobbie Sparrow, MP Calgary South  
Hon. William Bennett, Premier of British Columbia  
Hon. Tony Brummet, B.C. Minister Energy, Mines & Petroleum Resources  
Hon. Grant Devine, Premier of Saskatchewan  
Hon. Lorne Hepworth, Saskatchewan Energy Minister  
Hon. Howard Pawley, Premier of Manitoba  
Hon. Wilson Parasiuk, Minister of Energy and Mines  
Hon. David Peterson, Premier of Ontario  
Hon. Vince Kerrio, Minister of Energy

## List of Small Explorers &amp; Producers who received a copy of this submission from Coho Resources Limited

Comaplex Resources International Ltd.  
Comstate Resources Ltd.  
Dynex Petroleum Ltd.  
D & S Petroleum Consulting Group Ltd.  
Cuesta Resources Limited  
Crystal Holdings Ltd.  
Cowtown Explorations Ltd.  
Congress Resources  
Hawkeye Petroleums Ltd.  
Hampshire Developments Ltd.  
Halo Oils Ltd.  
GNE Resources Ltd.  
Glen Isle Exploration Ltd.  
Foreground Resources Limited  
Fluvial Resources Ltd.  
First Devonian Explorations Ltd.  
Fairhill Oil Ltd.  
Enerwest Exploration Ltd.  
Eagle Resources Ltd.  
Interwest Resources Ltd.



## REPRESENTATIONS:

A delegation consisting of presidents from four Small Explorer and Producer companies spent 90 minutes with Alberta Energy Minister John Zaozirny on April 3, 1986 to discuss the problems faced by the Small Explorers and Producers and possible solutions to some of these problems. On April 4, 1986 discussions were held with several members of the Alberta caucus of the Federal members of parliament including Mrs. Bobbie Sparrow who is heading a group of members of parliament actively reviewing the problems of the oil and gas industry in Alberta.

## RECOMMENDATIONS:

Armed with the benefit of the feedback from our April 3 and 4 discussions with the provincial and federal representatives, we hereby submit on behalf of the Small Explorers and Producers the following recommendations:

1. The Alberta Government should implement a cash flow stabilization program applicable to all producers in the province. The program would provide
  - a) for each associated producer group to receive from the provincial government on a monthly basis an interest free loan equal to the difference between the actual sales proceeds on the first 500 barrels of oil per day ("BOPD") of production and the amount the producer would have received on that 500 BOPD of production had the price been \$20.00 U.S. per barrel adjusted for quality,
  - b) for the loan to be paid back in the future on a monthly basis when the price of oil exceeds \$20.00 U. S. per barrel at a rate equal to the cash flow received by the associated producer group which is attributable to that portion of the sale price of all provincial oil which is in excess of \$20.00 U.S. per barrel, and
  - c) for the loan to be forgiven to the extent of one dollar for each one dollar of new equity in the form of share capital or convertible debt raised by the associated producer group for investment in the province subsequent to April 1, 1986.
2. The Alberta Government should encourage the provincial Governments of British Columbia, Saskatchewan and Manitoba to implement similar cash flow stabilization programs in each of those provinces.
3. The Alberta Government should encourage the Federal Government to match the provincial programs. This would permit the level of daily oil production subject to the cash flow stabilization program to reach 1000 BOPD per province per associated producer group. The cash flow would then be sourced equally by the Federal government and the province in which the oil was produced. The administration of each Federal cash flow stabilization

program would be handled by the province to which the program was directed.

4. The Alberta government should implement an Alberta refinery tax on each barrel of oil refined in Alberta. This tax would be payable by the purchasing refinery in an amount equivalent to the difference between the actual weighted average quality adjusted price paid by the refinery for the oil refined in the province and the Chicago weighted average quality adjusted crude oil spot market price plus \$1.00 U.S. per barrel. No tax would be payable if the price paid were equal to or greater than the Chicago price plus \$1.00 U.S. per barrel. This would encourage the Alberta refineries to pay a price for their feedstock which would more closely approximate the cost of an alternate source of oil. The threat of the tax would also assist in minimizing the cash required to implement the cash flow stabilization program.
5. The Alberta government should carefully examine the provincial oil market prorationing system to ensure that the Small Explorer and Producer is receiving its fair and equitable pro rata share of the oil market in Alberta.

CONCLUSION:

It is respectfully submitted that the implementation of the above recommendations would substantially benefit the Alberta economy at minimum cost and would significantly improve the rapidly deteriorating state of the oil and gas exploration, development and service industries within the province.

A Group of Concerned Small  
Explorers and Producers

pc: Hon. John Zaozirny

Alberta Minister of Energy & Natural Resources

The Honorable Brian Mulroney, Prime Minister of Canada

Hon. P. Carney, Energy Minister

Ms. Bobbie Sparrow, M.P.

Hon. William Bennett, Premier of British Columbia

Hon. Tony Brummet, Minister Energy, Mines & Petroleum Resources

Hon. Grant Devine, Premier of Saskatchewan

Hon. Lorne Hepworth, Saskatchewan Energy Minister

Hon. Howard Pawley, Premier of Manitoba

Hon. Wilson Parasiuk, Minister of Energy and Mines

Hon. David Peterson, Premier of Ontario

Hon. Vince Kerrio, Minister of Energy

For more information contact Kenneth H. Lambert, President  
Coho Resources Limited  
(403) 261-9800

## YOHO PETROLEUM LTD.

## SUBMISSION TO

STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

It is the thrust of this submission that:

1. Preservation of the oil and gas industries in Canada is vital to the country's economic future and its security as a nation.
2. The health of the independent explorers and producers is fundamental to any plan that envisions energy self sufficiency for Canada.
3. World oil prices are not, and never have been, controlled by free market forces in modern times. Rather, since 1928, prices have been controlled by two cartels, first the producer cartel, and later by OPEC, the producing nations cartel. In the present pricing turmoil political forces play a major role as they always have in oil matters, and are creating a potentially dangerous situation both at home and abroad.
4. To attempt to allow Canadian and North American oil prices to be set by the world market is in fact to allow them to be set by Middle Eastern events and politics. Oil is too vital to our economy and national security to allow it to be governed by events beyond our control. Any current or historical analysis of the Middle East shows that political interference in the market is inevitable and interruption of supply due to conflict and war likely and unpredictable resulting in an unstable and violently fluctuating market.
5. While Canadian conventional and unconventional oil and gas reserves are enormous, they are high cost by comparison with much of the world and particularly the Middle East. Most of the lower cost reserves in Canada have been found and as the industry continues to explore and develop new reserves of oil these costs will increase. Additionally the lead time and planning periods become longer. In today's environment the oil explorer needs to be able to plan at least five years ahead and the developer of unconventional reserves much longer. This is impossible under present conditions of wholly unpredictable markets.
6. The dismantling of the N.E.P., the phasing out of the PGRT, combined with the movement to pricing based on extra national unnatural forces has hurt the independent Canadian exploration and development company and favours the major companies whose integrated operations enable them to shift their profit centers from production to refining and marketing. That the majors prefer this environment is evidenced by at least one of them which recently has run full page ads in the Wall Street Journal and other large U.S. newspapers urging Americans not to support an import tax on oil.



7. If the present direction is continued, Canada runs the risk of reverting to the situation which existed in the 1950's and earlier with some new and dangerous components to it.

Firstly, the majors and the large independents will regain their historic dominance of the industry. I submit this is not a desirable development. The majors have a huge and important role to play but it is not in Canada's interest to allow them to dominate the industry. (See "Why the Independents?" attached).

Secondly, were the pre-OPEC (1960) scene to be replayed there would exist fundamental differences. In those days the producer cartel, the Seven Sisters, controlled the production and the well head prices. OPEC spent the 1960's and early 1970's gaining control of prices by renegotiating, or partially or wholly expropriating the producer's concessions and turning them into downstream shippers, refiners and marketers rather than producers. The effect of this was to give the producer nations control of price, a prerequisite to the price increases of the seventies. There is no practical way in which the majors could regain price control.

The other fact often forgotten is that the United States was self-sufficient in oil until the early 1960's. The political implications are totally different and dangerous today. The United States potentially can be held hostage by whoever controls the Middle East.

The U.S. lead in sophisticated arms would be nullified without adequate energy supplies. Canada, dependent as it is on U.S. defense capabilities, cannot overlook this concern and the U.S. government, despite its present ideological bent, ignores this fact at its peril. Thus the problem is not only a Canadian concern but a North American one and requires a North American solution.

There is an answer to this and it offers the government of Canada an unusual opportunity to take an initiative in international affairs as well as benefit its own future in a geopolitical and economic way.

This is to cause Canada, the United States and Mexico to enter into an arrangement which would set a North American floor price for oil of \$25 U.S enforced by an import tax in all three countries which would be based on the difference between the price of imports and \$25.00.

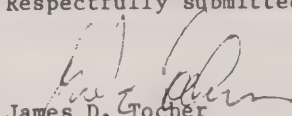
This would accomplish a variety of useful purposes which in my opinion have the following order of importance.

1. It would lessen North American dependence on foreign oil and enhance national security by creating the environment in which a healthy industry can exist and self sufficiency can be a realistic target, something which seems to have been forgotten in all the celebrating about lower gasoline prices.

2. It would enable Mexico to solve its severe debt problems while at the same time improving its relationships with both the United States and Canada.
3. It would enable the North American industry to get on with maximizing the development of its large but high cost reserves including tar sands, Hibernia and other mega projects.
4. It would restore investor confidence and enable money to flow to the industry which, unless you are Shell or at least an Occidental, has been suffering a money famine for years.
5. It would save the banking industry from a crisis that could well precipitate world wide financial problems.
6. It would provide the first and a major step in free trade throughout North America.
7. It would avoid what undoubtedly will become a major problem of Western alienation in Canada. Westerners already are taking bitterly the reports of elation in the East over lower gasoline prices.
8. Finally, this policy can avert what undoubtedly will be a major crisis dwarfing the problems of supply in 1973 that will certainly occur in the 1990's if not sooner. It is obvious that the OPEC leaders want to increase the world's dependence on their supply. All projections indicate a shortage of oil developing in the 1990's and history tells us that war in the Middle East is a constantly repetitive event. In fact war is constant in that part of the world and it is only a question of when it escalates to a point sufficient to interrupt oil supplies.

There is not and never was a free market for oil. The question is whether we want to control our own destiny or subject ourselves to the political motivations of others. The answer is obvious and it can be turned into a long lasting solution beneficial in every respect for the leadership and the people of Canada.

Respectfully submitted,



James D. Tocher

April 14, 1986

### WHY THE INDEPENDENTS?

When, in 1947, Leduc #1 blew out with its smoke signalling the birth of the modern Canadian oil and gas industry, there were only a few Canadians who knew anything about oil and gas exploration and development. These had been involved in the Turner Valley developments of the 1920's and 30's, the wartime Norman Wells development, or had gained experience in the U.S., the Middle East or South America working for major companies.

Today there are many thousands of Canadians from all over the country who are professionals, engineers, geologists, lawyers, landmen, specialists of almost every kind, and well trained workers, as well as manufacturers, suppliers, and above all, entrepreneurs.

These people make up the infrastructure of the Canadian industry, an infrastructure which, if not the largest in the world, is arguably the best. Canadian oil people can be found all over the world along with Canadian equipment; from drilling rigs to camps to tracked vehicles.

This infrastructure is supported largely by the independent explorers and producers which drill most of the wells in Western Canada and, in comparison to the majors which have broad in-house capabilities, disproportionately employ outside services.

There are several hundred of these independents, largely Canadian owned, employing thousands of people and through their activities supporting thousands more. Their common characteristic is that they explore and produce and sell their crude oil to the refining industry dominated by the major companies.

In the late 1940's and early 1950's many independents were formed, but only a handful survived beyond the early 1960's while many more were bought out or merged with larger entities.

The Canadian independent industry during the period from 1947 to the mid-1960's was substantially different from the industry that has developed since. In part this reflected the domination of the oil industry by the major companies which, until the mid to late sixties, controlled world and domestic crude oil prices.

The majors preferred to keep the crude oil prices as low as possible and make their profits in transportation, refining and marketing. Together with surreptitious co-operation among themselves they controlled the take of host governments around the world and influenced or dictated government policy in many countries including Canada where, in the late 40's and 50's, Ottawa and Edmonton essentially did what the majors wanted them to do. The independents in those days relied on the majors heavily due to the fact that the majors held most of the oil rights to land in Western Canada, and to operate the independents had to farmin from them. They also had to sell their oil to the majors.

Another factor which caused the very slow growth of independents in the early years was the unwillingness of Canadian investors to put substantial funds into the industry. Nor did government encourage investment. C.D. Howe, after the



Second World War, had decided that Canadian investment should go into hardware, pipelines, etc. and foreigners should finance the risky part of the business, exploration. Even in the mid-1960's, Walter Gordon remarked that it wasn't the business of the Canadian government to create Texas millionaires when changes to the tax laws to encourage Canadian investment were proposed.

In the mid-1960's a group of executives from some of the Canadian independents formed the Independent Petroleum Association of Canada (IPAC). Many independents considered this a bold move and did not join initially in fear that the majors would retaliate in some form.

The management of the first independent to resign from the major controlled Canadian Petroleum Association and support IPAC exclusively were warned by a number of their peers at the time that this was a rash and unwise move.

IPAC was successful over the years in providing representation to the smaller companies establishing that the interests of the Canadian owned independent producers were not always coincident with those of the large integrated companies. Unfortunately as new giants have been created which are part of IPAC its ability to represent the type of company for which it was formed has declined.

The loss of the tight control the majors had over the industry coincided with reduced levels of activity by most of the majors in Western Canada. This resulted largely from the conclusion most had formed that all the large reserves in Western Canada had been found, a conclusion which later was proven wrong. Changes in the provincial land regulations and greater investment by Eastern Canadian and foreign investors led to the creation of many new independents in the late 1960's. Canadianization, although restrictive to foreign investment, did encourage Canadian participation.

Over the past 20 years the independents have come to play an increasingly important role in the industry as a whole. Not only have they grown in number and size but they have become the main means of developing new conventional reserves in Western Canada. Without them most of the new oil and gas being found and developed today would remain in the ground for a variety of reasons.

The majors and other large companies have, by necessity, huge overhead and most view the world as their area of operation rather than only Canada. This leads them to seek new reserves where they can anticipate large finds and their wealth and size enables them to take a long term view. Consequently the natural direction for them to take is toward the frontier areas, offshore areas and development of tar sands and other unconventional reserves.

On the other hand the independents with low overhead and short term cash requirements do not have either the time or the resources to compete in the frontiers or other long term high cost ventures.

This creates a natural division of labour between the majors and independents. It results in the development, when added together, of large reserves in small parcels. Without the independents these reserves for the most part would not be drilled.

There is another factor which is often difficult for people not in the industry to understand. The independent industry is made up of thousands of geologists and other scientists who study geological detail in small groups daily searching for clues to new prospects. This leads to numerous mini decisions which eventually result in prospects to drill that simply do not evolve out of large organizations as efficiently, particularly when the small prospect is not what the large company is interested in finding anyway.

Efficiency of scale is not applicable to oil and gas exploration. Mergers of large organizations usually result in less exploration activity than the sum of their separate programs before the merger. Another example of the need for many rather than fewer companies in exploration is countries such as Mexico and Brazil which opted, in their early stages of development, for one national oil company. It is apparent to any knowledgeable observer of these countries that the probability is their oil and gas would have been developed much faster and more efficiently had they allowed multiple efforts rather than one.

Thus, the independents in Western Canada play a vital role in satisfying the country's present and future oil and gas needs.

Recent events are seriously threatening their existence. A market as uncertain as the world oil market, dominated as it is by Middle East production and politics makes fund raising next to impossible, is devastating present cash flows, driving people out of the industry and unless changes are made will destroy the independent industry as we know it today. The result will be declining reserves and production in Canada, massive unemployment now in the West, and eventually in the East, and the impairment if not loss to the country of one of its most important and exportable infrastructures.

If Canada wishes to preserve this industry and not allow the large companies to control it completely action must be taken to establish a Canadian or North American floor price. Stability must be brought to the market and a price established that will enable the independent industry to perform a service to Canada that cannot and will not be done otherwise.

Respectfully submitted,



James D. Tocher

April 14, 1986

# COMAPLEX

Resources International Ltd.

April 16, 1986

Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources  
Ottawa, Ontario  
K1A 0A4

Gentlemen:

Our Company has concerns in the areas of marketing and pricing of crude oil production in Canada. With this submission we outline our views and recommendations.

1. To ensure our supply of oil in this country it is necessary to continue a level of activity that will replace reserves that are produced each year. A price of \$12 U.S. will not create sufficient activity to accomplish this goal. A cash flow stabilization program is required that would guarantee a price of \$20 U.S. for the first 1,000 BOPD of production for each company or group of associated companies. The supplement paid when the price is below \$20 U.S. will be repaid when the price exceeds \$20 U.S. per barrel.

2. Ensure that refiners acquire Canadian production before offshore oil and at competitive world prices rather than manipulating prices by some \$2 to \$3 per barrel. As good as deregulation sounds, it is difficult to let the free market system work properly in Canada because of the small number of buyers for our product. This situation allows for price manipulation at the production end and large profits at the refining and marketing downstream operations.

3. Protect our service and supply companies. This group of companies is presently well organized, well staffed, and provides services that are unequalled in any other country in the world, including the U.S. This sector will be drastically affected in the near term at these low prices and if allowed to be damaged too much will have a bearing on our continued goal of self-sufficiency.

Historically, we know that the Saudi's, when their production was 9 million BOPD and demand still exceeded supply, were able to raise prices to whatever levels they desired. We also know that reserves now being produced throughout the world are not being replaced because drilling for oil is virtually nonexistent. Declines in proven reservoirs in many areas average about 10% per year and if production from areas other than the Middle East is about 30 million BOPD, we will be reduced to 27 million BOPD after one year and 24 million BOPD after two years. In a short period of time we will once again be at the mercy of the Middle East countries if we do not protect ourselves in Canada and in other producing areas of the world other than the Middle East.



Existing prices will make it very difficult for the smaller independents to survive. It is very important for this sector to survive for the following reasons:

(a) In most cases this type of company has lower overheads and it is still economical to drill for smaller amounts of reserves. We are prepared to drill wells where expected production may only be 40 or 50 barrels per day, whereas, in many cases larger organizations are not. The drilling of these types of wells is very important in maintaining self-sufficiency in Canada and is also very important for the survival of the service and supply companies.

(b) Independent producers provide an opportunity for investors throughout Canada to participate in the oil and gas industry through equity issues, joint ventures, and partnerships. The major integrated companies and large independents virtually never provide such opportunities.

It is not only IPAC and small producers who are advocating changes to the existing rules concerning refiners and pipelines in Canada. I am enclosing recent articles published in the Daily Oil Bulletin where the President of Pan Canadian, the President of BP Petroleum, and the President of Alberta Energy all expressed concerns about the existing prices being paid by the refiners and about the nominations and deliverability of Canadian crude. It should be noted that these three companies are all members of CPA. The points made by these three gentlemen go a long way towards explaining the existing inequalities.

The lower prices paid for Canadian crude affects revenues received by the Federal Government and the Provincial Governments. PGRT is being paid on revenues of \$3 per barrel lower than it should be or about 30¢ for every barrel produced that is subject to PGRT. Provincial Governments suffer even larger reductions since Crown royalty rates are frequently higher than PGRT rates.

It is very important for Canada to maintain a healthy climate for independent Canadian producers and to create a climate where the near monopolistic situations that have been created in this country, for refiners and pipelines, are controlled through regulations or programs that are designed to discourage the abuses that exist today.

Yours very truly,

COMAPLEX RESOURCES INTERNATIONAL LTD.



George F. Fink  
President

GFF/mlj  
Enclosures

COMAPLEX  
Resources International Ltd

## DAILY OIL BULLETIN

## PANCANADIAN SEES ROUGH YEAR AHEAD

*By Dale Lunan*

Thursday, April 3, 1986

Although he tried to put a bright face on the future, BARTLETT ROMBOUGH, president and chief executive officer of PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED, did not hide the fact that the company is in for a rough ride this year, as world oil prices plunge and the North American gas market tightens.

While emphasizing that the oil and gas arm of CANADIAN PACIFIC LIMITED "will be one of the survivors" of the current price squeeze, Rombough told shareholders at yesterday's annual meeting that lower prices have already started to affect the bottom line.

Earnings for PanCanadian's first quarter, which ended March 31, are only tentative, he said, but indications are that net income will reach just \$58 million, a far cry from \$88.3 million in earnings reported in the first quarter last year.

"This reduction is clearly the result of the deterioration in the price of oil in this quarter," he said.

And, if prices through 186 average about \$14 (U.S.) a bbl, earnings this year will amount to only about a dollar a share, or some \$125 million, Rombough told reporters after the meeting. In 1985, PanCanadian had net income of \$229.85 million (\$2.40 a share), down only slightly from 1984 record net income of \$300 million.

The company has already taken steps to weather the crisis, including a near 50% reduction in planned expenditures, a reduced drilling program, staff cutbacks through attrition and a hiring freeze, curtailment of expenses and an overall review of tertiary and enhanced recovery projects.

As well, the company has cut its quarterly dividend, effective with the second quarter, to 15 cents a share from 25 cents.

"Despite these measures, however, we will not be eliminating all activity, and we'll continue to carry out capital programs involving over \$200 million," Rombough told shareholders. In 1985, PanCanadian had capital expenditures of \$507.43 million, a 52% increase from the 1984 level.

Before prices started to slide, the company had budgeted \$400 million for 1986 expenditures.

Included among the cutbacks is a \$120 million reduction in exploration expenditures, a \$75 million decrease in development and other capital projects and a reduction in operated drilling to 170 wells, with participation in another 90 non-operated wells. Last year, the company operated or participated in 1,161 wells.

Through the first quarter, DAILY OIL BULLETIN statistics show, PanCanadian had already operated 74 wells in Alberta and 27 in Saskatchewan.

For the rest of the year, Rombough said, the company will concentrate its exploration activities in potentially lucrative oil plays, including Senex, Rycroft and Wembley in the north, Rio Bravo and Strathmore in Central Alberta and Medicine Hat in the southeastern part of Alberta.

"We are continuing these exploration programs, albeit on a reduced basis, because we are firmly convinced that the Middle East leverage working against us today will eventually work for us in the future."

Active lay offs, Rombough told reporters, would only be considered "as a last resort" but in the meantime, staff vacancies have been closed and future openings would not be refilled.

The review of tertiary and EOR projects will involve a re-examination of the feasibility of continuing with a steamflood project of Elk Point, a fireflood operation at Countess, a caustic polymer flood and in the Horsefly field, and a number of other projects "on a case by case basis," Corporate Secretary GEORGE LITTLE told the Bulletin.

Although noting that the solutions to the current oil price problem "can only be found in Saudi Arabia", much can still be done in Canada to help producers, not least of which is an increase in posted prices by Canadian refiners, Rombough noted.

"Canadian producers, rightly now, are experiencing the lowest prices in the world for their oil production, because the prices posted by the Canadian refiners are related to the spot market, and not to fair market value," he said.

While admitting that as a marginal producer Canada must price based on spot transactions, postings should also reflect "security of supply and the fair market value being offered by United States refiners," he added.

If a blended posting formula taking into account both spot and contract prices in the U.S. market were adopted, he said, prices offered for Canadian crude "would be at least \$3 a barrel higher at Edmonton" than they are now.

"When we, as a producing industry, said that we wanted to be tied to world prices, we didn't say that we wanted to be tied to world prices less a discount," Rombough told reporters.

He didn't advocate a floor price for crude produced in Canada, as has been suggested by some small producers, but rather Canadian refiners should be "encouraged" to adopt a more favorable pricing formula, recognizing, at the least "the security of supply aspects of domestic sources (and) the fair market value of crude in U.S. markets."

On the subject of natural gas pricing, Rombough called for an extended freeze on the Alberta border price beyond Nov. 10.

"The push to deregulation should be slowed down to permit a proper consideration and resolution of the many issues facing the gas industry," he said, adding that decontrol on November 1 would likely push gas prices even lower and place the industry in the same precarious position now experienced by oil producers.

Rombough also called on the provincial and federal governments to take steps under the Western Accord to safeguard the Canadian oil and gas industry, and suggested Alberta's \$400 million relief package "was a step in the right direction."

"It will perhaps have its greatest effects on the service industry and on small producers, and I hope it paves the way for the federal government to respond in some way."



# RICHARDS RECOMMENDS FLOOR PRICE, BP CHIEF SAYS NO

by Dale Lunan

Monday, March 24, 1986

Another proposal has been put forward that Canada adopt a crude oil floor price, but the head BP CANADA INC. says the industry needs a completely revamped regulatory and fiscal regime to weather the current, and future, price slumps.

BILL RICHARDS, president of CANADIAN INTERNATIONAL CENTRE OF COMMERCE LIMITED, says a \$25 (U.S.) per bbl floor price would have immediate stimulative benefits for the Canadian oil industry with essentially no impact on the consumer in the form of higher prices. He suggests the floor be attached only to new production developed after May 1.

But TONY KIRKBY, president of BP, says a major revamping of the regulations imposed on Canada's major oil and gas pipelines, as well as the system of posting prices for Canadian crude production, could eliminate a number of inequities which keep crude postings at or near the world spot market price.

Appearing before the Senate energy committee in Ottawa last week, Kirkby maintained the country's energy producers don't need a controlled floor price or regulated markets, but rather growing markets for producers and lower prices for consumers, neither of which can be achieved by regulation.

"What is required is a scrapping of provincial prorating policies, a change in the regulatory framework for pipeline monopolies and the elimination of the excessive market power yielded by crude oil purchasers," he told the committee.

Under the current prorating policy, enforced by the ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (ERCB), Canadian refiners have "enormous commercial leverage" over Canadian producers, not only in terms of setting prices but also in accepting Canadian crude production, Kirkby said.

After a refiner nominates his requirements, he can, at any time during the month, reduce his actual take without penalty, leaving the producer high and dry with unsold crude.

"If (*that refiner*) can locate a distress cargo of crude or refined products at a discount, he can immediately dump his Canadian suppliers, who are unlikely to find alternative buyers, unless for spot prices," Kirkby said. This, in the end, establishes the spot price as the "correct market price."

With only five major refiners buying Western Canadian crude, all of whom can access foreign supplies, and several hundred crude sellers, the advantage obviously rests with the refiners, a situation which must be corrected.

"It is clearly vitally important that the regulatory process should not—as it presently does—favour the refiners."

Second on Kirkby's list of required adjustment is the crude and natural gas pipeline system in Canada—controlled by TRANSCANADA PIPELINES LIMITED (TCPL) and INTERPROVINCIAL PIPE LINES LIMITED (IPL), both of which have contrasting operating methods.

TCPL, on the one hand, is regulated by its rate of return on invested capital, leading the company to increase its rate base, and thus its return, by adding transmission facilities "regardless of real need". The regulatory process is the only brake, "and not too effective at that," Kirkby said.

"Provided the costs could be passed on to either producers or consumers" Kirkby said, "TCPL was indifferent to the capacity utilization, (*which is*) currently about 60% to Toronto and less to Montreal."

IPL, on the other hand, is controlled by major oil producers, and is more concerned with minimizing transportation costs by providing a minimal rate base, leading to capacity shortages.

"Last year, there were production cutbacks nearly every month due to lack of pipeline capacity," he said.

While not objecting to the existence of a near-monopoly situation in oil and gas transmission, Kirkby stressed that such a position "requires effective, scrupulous regulation and transparency."

"The operation of the (IPL) system may be carried out with scrupulous fairness, but other producers have no way of knowing whether, for instance, Esso's Norman Wells production is prorated with (*all other production*) due to lack of pipeline capacity," Kirkby said.

The lack of adequate pipeline capacity, he said, combined with inappropriate regulatory systems, created the situation in which producers "received less than world spot prices during the last two months."

The solution to these inequities, Kirkby concluded, is a new framework under which the pipeline companies can guarantee transparency and strike a reasonable balance between producers and consumers, at the same time permitting systems to develop "that will maximize economic return to the community."

"I wish to emphasize that I am not advocating a return to government control of prices or markets. Both Canada and the oil industry will be better off without that. I am saying that any monopoly situation requires effective and appropriate regulation, to ensure a balance between all affected parties," Kirkby told committee members.

While Kirkby denies the need or the desire for a floor price on Canadian production, Richards says such a price barrier, at least for new production brought onstream after May 1, is required given the potential for future price instability.

"While the consumer may be happy to enjoy the benefits of the current drop in motor gasoline prices, he should recognize that by handing the dictation of Canadian prices to OPEC (*ORGANIZATION OF PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES*) nations with the potential undermining of the Canadian industry, he is placing himself in an extremely precarious position," Richards said in a prepared statement outlining his proposal.

In suggesting adoption of a floor price, under emergency provisions of the Western Accord, Richards indicated a number of benefits, not least of which would be the element of predictability in planning major development projects.

## AEC CHIEF SAYS NO LAYOFFS THIS YEAR; CALLS FOR HIGHER POSTED PRICES

Thursday, April 10, 1986

ALBERTA ENERGY COMPANY LTD. expects 1986 will bring a "respectable" cash flow of around \$200 million, no layoffs and continuation of a health balance sheet, company President DAVID MITCHELL told the annual meeting in Medicine Hat Wednesday.

While outlining AEC's strengths which will enable it to survive the "worst downturn" the oil industry has ever experienced, Mitchell added his voice to the growing number of oil producers calling for a more equitable system of posting prices by Canadian refiners.

"While the general oil pricing downturn is a global matter, many people are not aware that the impact in Canada has been even more severe," Mitchell told the annual meeting. "Canadian oil prices have fallen faster and farther than in other countries due to the oil price posting and purchasing procedures being followed by Canadian refiners."

While United States refiners have generally pursued posting policies which recognize that domestic crude should receive term contractual prices consistent with world contract prices, Canadian refiners have based their prices almost entirely on spot markets which are the most volatile and lowest priced markets, Mitchell noted.

For example earlier this week Mitchell said AEC was receiving \$16.70 a bbl for medium gravity crude which if Canadian refiners were following the posting practices of US refiners would have received \$20 a bbl or about 20% higher.

"Our own Canadian oil is being sold in Canada at prices that would compete with distress sales from overseas," Mitchell said, attributing this in part to the small number of crude purchasers in Canada and to lack of government policy to deal with the current price turbulence.

"We are calling for early action on this matter and asking governments to work with Canadian refiners to ensure that price posting procedures consistent with full international market value are established at the earliest possible date."

First quarter results are still very preliminary, Mitchell told shareholders but AEC funds flow is expected to be about 75% of the first quarter 1985. Earnings will be perhaps one-third to one-half of the level for the same period last year, exclusive of extraordinary items.

While these results reflect an average 58% drop in the price of oil, Mitchell said the company sold record quantities of natural gas at full market price and increased conventional oil production by 300% to 4,815 bbls/day over last year's first quarter.

Mitchell said AEC would tailor its capital programs to funds flow, but reiterated that a (U.S.) \$15 per bbl price for the balance of 1986 is currently AEC's basis for financial planning.

With an expected \$200 million cash flow AEC will pursue very high quality exploration prospects and other investments that should yield a profit despite the current price environment.

Mitchell noted that a corporate milestone—Suffield payout, 11 years after the program started—was reached in the first quarter of 1986. This payout will trigger in 1987 the first of three annual \$10 million payments as part of the original Suffield purchase agreement with the Alberta government.

At Suffield, total investment to date is approximately \$500 million, royalties paid to the Alberta government total \$230 million, and more than 3,300 natural gas and oil wells have been drilled and completed.

For 1986, Mitchell told shareholders AEC's challenge is to build on corporate strengths by using its sound financial position. He noted that mandatory debt repayments for the next four years total only \$87 million (*about five months of 1986 projected cash flow of \$200 million*).

"Our medium-density fibreboard (MDF) plant near Whitecourt and the ammonia plant at Joffre are two of only a very few active projects creating construction and permanent operating job opportunities in Alberta," said Mitchell. The MDF plant, in its final stages of construction, is unique to Canada and will be operational this summer.

The nitrogen fertilizer plant, a joint initiative of AEC and COMINCO, now enters its major construction phase and will be operational in 1987.

"There is much to do. Our employees have been assured they will not be faced with layoffs. In fact, because of last year's very active program and achievements, we have had to slightly expand the field staff complement for profitable production and pipeline operations," said Mitchell.

## ACTIVE RIG COUNT DOWN TO 84

This week's RIG LOCATOR issue found only 84 of Western Canada's 571 rig fleet at work, down 180 from two weeks ago when 264 rigs were active.

The publication's survey registered 63 active rigs in Alberta, 11 in British Columbia, three in Saskatchewan, none in Manitoba and seven active in Northern Canada. Offshore the East Coast, five rigs were active.

In terms of rig depth capacity, the highest utilization rate this week fell into the higher depth categories. A total of 33 of 83 rigs in Western Canada with a depth capacity greater than 3,701 metres were at work. At the other end of the scale only nine of 176 rigs with capacities between 1,851 and 2,450 metres were active.



# INVESTMENT CANADA APPROVES MAYNARD SALE

Last year's purchase of Calgary-based MAYNARD ENERGY INC. by AVALON CORPORATION of New York has been approved by INVESTMENT CANADA.

On Oct. 29, 1985, Avalon, through a Toronto subsidiary, TINTAGEL ENERGY CORPORATION, purchased 75.4% of Maynard's outstanding shares at \$6 apiece from MAYNARD OIL COMPANY and agreed to make an immediate cash takeover bid for the same price:

**CIMARRON PETROLEUM LTD.**

2105, 520 - 5th Avenue S.W.  
Calgary, Alberta T2P 3R7  
Telephone: (403) 265-8900

April 15, 1986

Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources  
Ottawa, Ontario  
K1A 0A4

Gentlemen:

We respectfully address your committee with the hope of alerting you to two very serious problems. The first and most obvious being the drastic cut in revenues due to the recent price collapse in the world oil market, the second being the marketing of the crude oil.

We have enclosed a copy of last year's annual report and our most recent third quarter statement. Cimarron was started in 1978 and has since developed production which at the time of this writing exceeds 1000 barrels/day of oil and 3MMCF/D of natural gas, to the company's account from in excess of 3MM barrels of oil and 20 bcf of gas reserves, while managing to stay virtually debt free.

The period we are entering will offer opportunities for our company with the majority of independents, in very serious financial condition. However, the ultimate result of the current conditions, if left unchecked, could very well result in the ultimate demise of a large portion of the independents, the majority of which are Canadian, with the survivors at the whim and control of a few large and mostly foreign companies. This situation will not benefit anyone except the majors and would take years to return back to current conditions if allowed to occur. Our short term gain could very well result in long term pain for both us and the country.

The first and most obvious problem is the revenue cut due to the current price collapse. In the past, Billions of dollars were taken from the oil industry in the form of taxes and artificial prices. Out of fairness, a floor price of \$20.00 U.S./barrel until such time as the money taken out was put back into the industry, would not be unreasonable. After balancing of money taken out to money put back into the industry, it would then be reasonable to return to world prices. Failing that, a floor price on the first 500 barrels/day of production per company would certainly do alot to ensure the viability of a large number of junior independents through this difficult period.

The second and not so obvious problem, is the marketing of crude. From my perspective this can take three routes.

1. The first alternative is our current system with prorated primary markets and free supplemental markets. Although the industry has not yet stabilized under this new system there are a considerable amount of unfair practices. Prices and volumes are under abnormal downward pressure on the primary market forcing more and more sales to go to the unprorated supplemental market. If the trend continues the result could approach a total removal of prorationing.

April 15, 1986

Page 2

Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources

2. Removal of Prorating: A removal of prorating without careful review could result in history repeating itself to Canada in the 50's and the U.S. of the 30's. Conglomerates could shift their profits to the downstream refining side and destroy the competitiveness of the independent. Not only would the independents suffer the lower prices, but would also be pushed into the position of swing producer while the refinery backed companies looked after their producing arms first.
3. A re-instatement of one agent to buy all crude and sell on behalf of all producers. This system would allow reduced manipulation of a market which is very different than natural gas. The obvious disadvantage is simply a lack of incentive in a large marketer to aggressively pursue new export markets.

Summary

In a nutshell the majority of the Canadian Independents need a short term bridge support in pricing.

Secondly a sudden move in the removal of prorating if not well thought out could be catastrophic. There is a solution but more time is required to observe the adjustments to the current system and consider all of the implications of a change.

Yours truly,

CIMARRON PETROLEUM LTD.



R. Pawliw  
President

RP/jh



**EAGLE RESOURCES LTD.**

5th Floor, Deerfoot Junction #3, Suite 3500, 1212 - 31st Avenue N.E., Calgary, Alta. T2E 7S8 . (403) 250-7123



**Submission To:**  
**Standing Senate Committee on**  
**Energy and Natural Resources**

The purpose of this submission is to ensure that this committee is aware of the plight of the small independent oil producers of Western Canada.

The Canadian Oil Industry has been devastated by the recent collapse of world oil prices. For many producing companies, this dramatic drop in prices, coming on the heels of more gradual but nevertheless significant decreases in prices of natural gas, will prove to be disastrous.

The small independent explorers and producers have been confronted with a number of problems which no doubt have been precipitated by the oil price collapse.

The return to a "free market" through the Western Accord has resulted in turmoil in the Western Canadian oil market. This market has become controlled by the major producers and refiners that have marketing expertise and preferential refinery access.

The small independent, whose expertise lies in generating prospects and exploring for oil and gas is being forced to sell his production to the majors who have refineries in Canada and/or the United States, at prices below the equivalent world oil price. The major producers, who supply much of their own refining capacity, have no incentive to maintain fair posted prices for crude oil. The losses incurred by their producing divisions are more than offset by the additional profits generated by their refining and marketing divisions.

Small independents are also being adversely affected by manipulation of the traditional marketing system for Western Canadian crude oil. Our prorationing system has effectively maintained equitable market sharing for many years. However, a supplementary market supplied by spot sales has been allowed to develop and it's growth will eventually lead to further inequities in crude oil marketing. In order for the independent sector of our industry to survive, the supplementary market must be eliminated and any spot sales incorporated into the prorationing system.

Although we recognize that marketing of crude oil is under Provincial jurisdiction, the current marketing problems have been precipitated by the crash of crude oil prices. Many small independents rely on outside financing which necessitates a stable environment which is what the Federal Government can and should provide.

Various interim solutions are being proposed by lobby groups representing associations such as the CPA and IPAC. These associations do not represent hundreds of small independent companies each of which employ up to perhaps 50 people directly and many more indirectly in the service and supply sectors of the industry. We welcome this opportunity to present our problems and views.

Respectfully Submitted

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "R. J. Stuber". The signature is fluid and cursive, with the first name "R." and last name "Stuber" clearly distinguishable.

R. J. Stuber  
President



April 16, 1986

The Senate of Canada  
Standing Committee on Energy and  
Natural Resources

Attention: The Honourable Earl A. Hastings, Chairman

Dear Sir:

Until early 1986 our Company was looking forward to its most active and successful year. Staff had been increased, capital budgets expanded and at least 27 more wells were planned by mid 1986. By March all of these wells had been cancelled and cash flow was down 80 percent from projected levels.

Cabre's problems are not due to high debt, a lack of exploration success or above average overhead costs. The problem is low World oil prices and even lower Canadian wellhead prices. In addition, not all of our oil is being marketed. The Company was geared to annual expenditures on behalf of itself, investors and industry partners of about \$20,000,000. At a current average wellhead oil price of \$C15.00 per barrel not only are investors and partners reluctant to spend but there are virtually no funds to sustain any significant drilling independently. Worse, over one-half of our staff must be released if the current situation persists.

Cabre supports IPAC and its initiatives even though some of its proposals are not of particular benefit to our Company. Other industry groups have defined different priorities to those of IPAC. However, all appear to agree on at least three items:

- 1) Producers should receive the same price for their oil as if oil were purchased outside of Canada. This is not happening.
- 2) Royalties and taxes, including PGRT, are an excessive burden.
- 3) Some type of price stabilization is needed.



We concede that any of the measures above would be of benefit, as would lower interest rates, a lower Canadian dollar and of course, higher prices. However, none of these measures is likely to reverse the investment trends of the past three months, as they do not provide adequate discretionary funds in the near term.

Cabre believes in the future of the oil and gas industry in Canada and draws to your attention the memorandum attached outlining a program of loans to industry repayable from production. Loans of any kind can only be considered a temporary and partial solution. However they do provide a quick fix and one that ensures activity and therefore employment. If these loans were available, we would retain our employees and re-activate our drilling and development plans.

Our industry has fought strenuously to achieve a measure of deregulation and few producers wish to return to a controlled industry. Yet for many of our colleagues, some government support is critical to their survival.

Yours very truly,

CABRE EXPLORATION LTD.



Harry B. Wheeler  
President

HBW/lmh



- M E M O R A N D U M -

RE: INDUSTRY LOANS: A TEMPORARY SOLUTION

DATE: APRIL 14, 1986

FROM: HARRY WHEELER

---

PREMISE:

The primary objective should be EMPLOYMENT both in IPAC member companies and the service sector. EMPLOYMENT will naturally lead to improvements in the reserve and production base of the industry, and when prices rebound, to industry profitability.

CONCLUSION:

Employment can only be maintained by industry activity, primarily DRILLING, and any assistance by government must therefore be tied to drilling activity. To drill, operators require access to discretionary funds.

RECOMMENDATION:

Companies would have the right to borrow money from government(s) directly or indirectly to drill wells. These funds and interest thereon (if any) would be repaid from net production revenues from those specific wells. This debt would be secondary to bank debt. There would be no deductions for overhead, debt servicing or taxes, other than PGRT and no cost recovery for sunk costs such as land or seismic. Qualifying companies would be those that were active in oil and gas at say January 1, 1986.

COMMENTS

Increasing cash flow does not necessarily ensure employment, particularly for leveraged companies. Of the options illustrated, IPAC is already addressing royalty and PGRT reductions and price stabilization.

Higher production also will not in itself provide drilling monies and in fact would require new funds rather than provide same.

Thus IPAC members need access to new funds. Equity, on any significant scale, is not available nor is joint venture funding at least with the current tax regime. Production sales, if possible, are likely to be at a price less than reserve replacement cost.

Thus we are left with debt. Few private or banking institutions are likely to loan additional funds in this pricing environment. The primary arguments justifying government loans are that companies get no direct benefit until or unless all funds are repaid, (unlike grants or loans tied to a product price) and the government (taxpayer) will recover its investment on all successful wells.

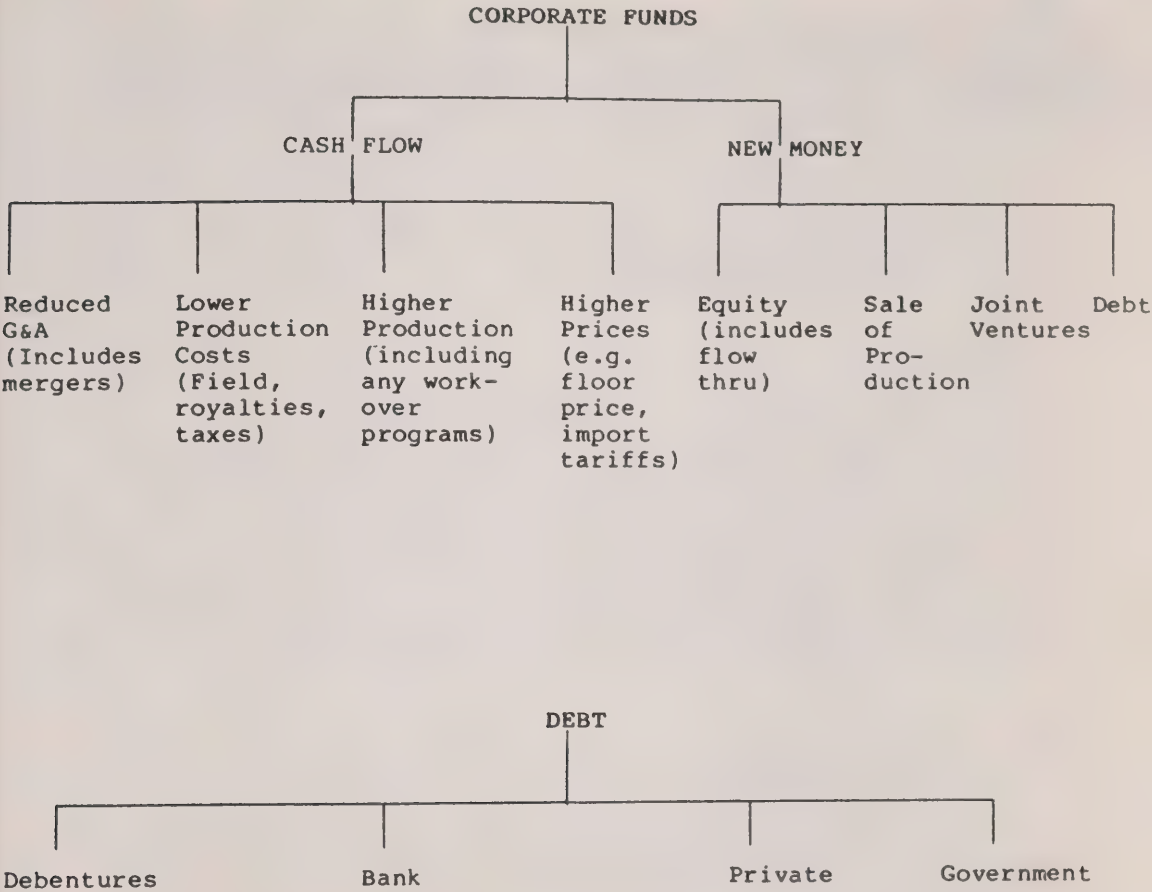
HBW/lmh



---

HARRY B. WHEELER







# *Tri Link Resources Ltd.*

1986-04-17

Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources  
Ottawa, Canada

Gentlemen:

We submit the following for your consideration:

The oil industry is important to Canada and has created, and can create, jobs. Just as important, over the medium and longer term, we should ensure that we have enough oil for our own needs. We should not allow the present oil surplus situation to lull us into complacency as the major sources of oil supply are not politically stable and the western world could see it's oil supplies curtailed at any time. We, in Canada, do not have to be at risk since we can produce enough oil for more than our own needs.

Current oil prices have created a problem for Canada in insuring oil self-sufficiency. Firstly, because development of some of our indigenous reserves is not economically attractive at these prices. Secondly, the producing sector of the oil industry has considerably less cash available to spend on development so even those development opportunities which would be attractive at these prices cannot be adequately carried out for lack of funds.

The real long-term solution to the problem is the setting of a North America oil price just as OPEC is attempting to set a world oil price. This would take the initiative and control from the Middle East and preserve the industry in North America. Obviously, there are many problems in doing this and it is not something that can be done by Canada alone to immediately remove the current devastation the industry is now suffering.

One measure which could be implemented immediately by Canada alone to help relieve the situation is restriction of oil imports. It is counter-productive to be importing foreign oil when we have 25% of the productive capacity in western Canada shut-in. This shut-in exacerbates the current cash flow shortage that the industry is suffering. Once transportation facilities are at capacity, import restrictions could be relaxed.

Another short term measure is a \$15.00 Canadian/barrel grant on the first 2,000 barrels/day of production for every company. This grant would be contingent upon the company spending the grant on development of reserves. For example, a company with 2,000 barrels/day or more of production spending \$50,000/day on development of reserves, would be entitled to a grant of \$30,000/day. A company with 2,000 barrels/day of production spending only \$10,000/day in developing reserves would only be entitled to a grant of \$10,000/day. These grants should cover all costs of development, both tangible and intangible, to be of benefit to all sectors of the service industry.

Certainly there is potential for abuse on such a program, however, appropriate regulations can be put in place to prevent companies from purchasing properties to immediately reach the 2,000 bbls./day objective. In addition, regulations could prevent carve-outs on any other such dealings. We envision that company productive capacity be established on the effective date through current provincial government reporting forms and verified by the operator of the property. The intent is to have recipients of the grants develop properties to increase their production rather than purchasing properties to to receive maximum grants. We would also support the idea of a floor price of \$20.00/barrel U.S. on the first 1,000 barrels of production per day for all companies but feel this does not go far enough to stimulate activity.

The results of such programs would be that development of conventional oil reserves in Canada will be continued at a moderate pace during this period of market disruption. Consequently, when there is another supply disruption, Canada will have more than sufficient supplies for its own needs. Also, the service and supply sector of the oil industry will survive because oil companies will continue to employ this sector of the business through this period of market disruption. Jobs will be preserved now and the ability to respond to an oil shortage beyond our borders in the future will exist because we will still have a service and supply sector.

If there is no government action at this time, development of reserves will almost surely come to a halt. The result will be the demise of the service and supply sector and the eventual loss of the Canadian independant producer. When supply disruptions and higher prices again result, we will have no capability to respond.





Therefore, government action at this time to bridge this period of market disruption is necessary in Canada's interest. We are sure that those targeted for the development grants would respond to such a policy. The response required by the Canadian government would ensure long-term availability of supply and stability and growth in all sectors of the economy.

Yours very truly,

TRI LINK RESOURCES LTD.



G. W. Burns, P. Eng.  
President

GW:sbt



F. LLOYD WOOLLEY  
PRESIDENT

WOOLLEY RESOURCES LTD.  
SUITE 608 CALGARY HOUSE  
550 - 6TH AVENUE S.W.  
CALGARY, ALBERTA T2P 0S2  
CANADA  
(403) 264-0565

April 17, 1986

Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources  
Ottawa, Ontario  
K1A 0A4

Gentlemen:

The recent collapse of oil prices and the resulting serious drop on cash flow to our company prompts me to voice some general concerns about both the short and long range effects on "small operators" and our Canadian oil industry as a whole.

We are a private oil company staffing 5 people with our main drilling operations in South-Eastern Saskatchewan. Participants in our wells are also private Canadian companies and individuals (mostly from Saskatchewan) who invest from 2½ to 10% of well costs. For the last few years we have drilled and operated between 8 and 13 wells annually. We operate about 500 bbls./day, of which approximately one-third is our share.

Much of our ongoing drilling activity has been bank financed against existing reserves, and at today's oil prices bank payments will take all or most of our cash flow, leaving little or none for further work. We believe this is the case for many, many small private companies who do not go to the market place for financing.

Although small companies such as ours (both private and public) have generated most of the drilling activity in the shallow Western Canada sedimentary basin over the last 10 - 15 years, we now find ourselves not only short of cash, but at the mercy of large integrated companies who can now readily shift their profit centers to purchasing, refining and retailing at our further expense to satisfy their shareholders. Although small operators will undoubtedly attempt to find solutions to the problem of getting fair market prices for their production, the present control of the entire system by the integrated companies is so overwhelming that the task seems unsurmountable without government intervention.

As an example of our frustration, for the month of February, 1986 our company averaged \$3.00 per barrel (Canadian) less than a particular West Texas operator averaged for its oil in the same month. Much of the oil produced in the two areas ends up in the same market area (Chicago-Minneapolis) but even assuming the West Texas oil is sold locally, this discrepancy is hard to explain. To further add to our skepticism of the marketing system, in the same month we were cut back for "lack of markets" by about 40% of our producibility, yet

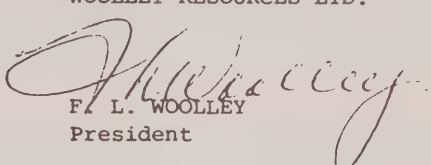
near the end of the month were offered 30% less per barrel than posted prices for our "shut-in" capacity in a spot sale to Murphy Oil Company. In the new "open" marketing system, it obviously doesn't take long for the handful of purchaser-refiners to recognize the position of the small operators and take full advantage.

In order for small operators to survive in Canada to find the significant amounts of conventional oil still remaining in Western Canada while creating employment opportunities, we submit the following broad recommendations:

- 1) An interim \$20.00/bbl. (U.S.) floor price for conventional oil production from any new wells drilled (we in the West are all aware that Canadian politics ensure there will be a ceiling if and when the price gets too high).
- 2) Canadian refineries and crude oil purchasers must be regulated in some way to ensure maximum use of Canadian oil at competitive prices. Without regulation, the near-monopoly strength of crude oil purchasers and refiners will contribute to the drying up of Canadian investment in finding our remaining conventional reserves, and it is not logical for the majors, who must look for larger reserves, to fill the void which will be left. The current position of refiners in Canada is not too unlike that of power companies and major pipelines in that a small group of them, if left unchecked, can dictate the future course of oil and gas exploration in this country. It is the finding of additional resources which is most productive in the long run for Canada, but the processing and marketing of the product will be the only profit center under present conditions.
- 3) On a long term basis, Canada must consider participation in a North American energy policy to protect against wildly fluctuating prices and supply shortages. Although we in the oil and gas industry are generally considered to be entrepreneurs and "free-enterprisers" who don't like controls, very few of us can even attempt to fight against the control of OPEC and the integrated companies over the world's oil supply and the marketing of same.

Yours very truly,

WOOLLEY RESOURCES LTD.



F. L. WOOLLEY  
President

FLW/mms



# **BOPETE RESOURCES LTD.**

April 17, 1986

STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES  
Ottawa, Ontario  
K1A 0A4

Gentlemen:

During the period between the NEP of 1980 and the NEP Update in May 1982, a colleague and I, on behalf of Zephyr Resources Ltd. and one hundred and fifty-seven small Canadian oil and gas exploration companies, had several meetings in Ottawa with the Minister of Energy and Natural Resources, Senator Bud Olson, Members of Parliament from all regions of Canada, and senior officials from the EMR and Finance Departments.

We emphasized the damage the NEP was inflicting on small independent Canadian oil and gas exploration companies. Our main thrust was directed to educating the policy and decision makers on the following points:

- a) The definition of a small independent Canadian oil and gas exploration company.
- b) The purpose of this sector of the oil and gas industry.
- c) The major difference between small, medium and large oil and gas companies.

\* The attached June 12, 1982 article by Dunnery Best of the Financial Post addresses these points.

The expertise of the hundreds of small Canadian exploration companies lies in the drilling of low to medium risk plays in Western Canada, which often turn out as 10 to 50 barrel per day oil wells or up to one million cubic feet per day gas wells. The existing price for crude oil make it uneconomical to continue to drill these low productivity plays. Regretably, for every 10 to 50 barrel per day well that is not drilled and produced, jobs are lost, and Canada will need to import 10 to 50 barrels of foreign crude instead. This is not in the national interest.

The Honorable Marc Lalonde and his officials listened, understood our message, and acted fairly. The Minister acknowledged that at least sixty percent of the wells drilled in Western Canada since 1974 were drilled by small Canadian oil and gas companies. This has not changed. The facts are there; our sector has been the engine of growth.

**(403) 244-2800**

640, 999 Eighth Street S.W., Calgary, Alberta T2R 1J5

The proof that the policy maker understood our message was confirmed in the NEP Update, which introduced changes to the NEP benefitting small Canadian companies. The government did indeed get the biggest bang out of its buck by keeping our segment afloat. All Canadians benefitted in following years.

It appears inevitable that our sector will once more have to go through the same education process with our elected representative, senators, and beaurocrats It is a matter of survival to us.

Let there be no mistake! Companies like Nova, Aberford, Husky, Alberta Energy, Canadian Hunter, Canterra etc. are not small independent companies. Their needs should not be misconstrued as representing small company needs. Even IPAC, whose membership includes the above companies, cannot and should not profess to speak for the hundreds of small companies who are not IPAC members.

Since the precipitous decline in oil prices this year, small Canadian exploration companies, suppliers and service companies, drilling and geophysical companies have been devastated; manufacturing plants in central Canada are suffering from loss of orders for pipe, steel, valves, controls, pumps, compressors etc. and numerous jobs are in jeopardy. We have had enough! Th bloodshed has only just begun. The proposed November 1, 1986 deregulation of natural gas will cause the hemorrhage which will be the deathknell of small Canadian companies. Deregulation of natural gas must be postponed.

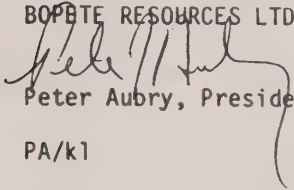
The August 21, 1985 Executive Summary by Chairman Earl Hastings, misrepresents our sector of the energy industry. There is no doubt in my mind that the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources does not understand who we are and what our role is in this industry. In short the Executive Summary and recommendation are in many areas unfair to our sector. Ignorance does in fact breed unfairness.

In order to keep our industry active, it is necessary for both levels of government to introduce a temporary floor price of \$20.00 U.S. per barrel for the first 500 barrels per day of oil produced per company (including associate companies), or individual persons. This is the only action that will enable our sector to survive.

This is in the National Interest. The time to act is now.

Yours very truly,

BOPTE RESOURCES LTD.

  
Peter Aubry, President

PA/k1

## THE FINANCIAL POST

June 12, 1982

*NEP-II the payoff for junior's lobbying*

NEP-II, son of NEP, return of NEP, it was all enough to strike fear in the hearts of Calgary oilmen. But the National Energy Program Update 1982, despite its red cover, is being greeted by the junior oil companies as a watershed—an indication that Ottawa has finally come to grips with the stratification of the industry into large, medium and small players and their unique place in it.

Proportionally, the NEP Update gave most to the small players through the \$250,000 Petroleum & Gas Revenue Tax (PGRT), constituting \$900 million of \$2 billion in the benefit package. The bottom line effect for juniors—meaning companies with between \$10 million-\$50 million in assets using a 15% discount factor—could be 15%-18% improvement of earning. The other adjustments, including the incremental oil revenue tax (IOR) holiday, and moving ahead the schedule for new oil reference price (*Norp*) help as well, but the effect is less dramatic for a low-revenue junior.

However, in larger terms, the independent oilmen are most pleased by the change in attitude from Ottawa. A loose organization of 157 juniors had been lobbying federal Energy officials for changes in tax and pricing structures, and Ottawa listened. The PGRT rebate is seen as proof of exactly how specific that cause and effect relationship is.

Here's more of the new, improved liaison. Last week, two days after the NEP Update was tabled by Energy Minister Marc Lalonde in Parliament, Energy Officials came to Calgary to plumb industry reaction. The party included Len Good, putative replacement for Dr. Edmund Clark, (*senior associate deputy minister of Energy, known as architect of NEP, and who is taking a leave of absence to live in France*). Good's present title is general director of the energy policy analysis sector. Along with Good came David Holland, acting director, fiscal policy, financial and fiscal branch.

The federal delegation met with the Independent Petroleum Association of Canada (IPAC), which isn't satisfied with what was offered in NEP Update, and the Canadian Petroleum Association (CPA) which shares IPAC dismay. Ottawa is tiring of complaints from these bodies.

The feds also met with representatives of the 157 loosely organized juniors, increasingly recognized as a third column in the energy sector. These men included Uldis Upitis, president of Pancontinental Oil Ltd.; Ernest Braithwaite, vice-president of Cherokee Resources Ltd.; Eric Gronberg, president of Westgrowth Petroleums Ltd.; Hoye Caine, president of Kananergy Ltd., and Jack McManus, president of Zephyr Resources Ltd., and Peter Aubry, a Zephyr, director.

"Lobbying as 157 companies, we got hundreds of millions poured into the juniors," say Aubrey. One of the motive forces behind the loose organization. "We give Ottawa the biggest bang for the buck in getting the exploration and development industry back to work."

Nevertheless, the NEP Update had little effect on the stock market, which the juniors see as critical for sustained improvement in activity. And for that they blame the negativity of IPAC, and the investment community.

"If we had not done our presentations independent of IPAC, we wouldn't have got what was in NEP-II," says Upitis. "It's absolutely paramount that we form our own organization and spread the word to the country. This is a profitable industry. We've got to tell the conventional sources of capital—the doctors, dentists and lawyers—that this is the time." Upitis, Aubry and their associates point to the changes that have taken place over the past year to improve their financial condition, including world oil prices for new oil, the Alberta Royalty Tax Credit (*worth up to \$4 million*), the rebate on the PGRT, the Petroleum Incentive Program (PIP) grants for exploration on provincial and federal lands, the Alberta Service Industry Grants, and finally—and perhaps most significant—the impending expansion of natural gas exports to the U.S.

The main brake on exploration activity now is the high cost of money, both for new and existing debt. Companies with debt loads taken on in past years expected to have paid them out with equity capital—but interest rates have effectively scuttled capital markets.

—Dunnery Best, Calgary





# Stone Petroleum Ltd.

April 17, 1986

Mr. Joe Mercier, President  
Universal Explorations (83) Ltd.  
10th Floor, 736, 8th Avenue S. W.  
Calgary, Alberta  
T2P 1H4

Dear Sir:

Stone wishes to provide the following comments concerning energy policies for Canada.

The current instability is what is hurting small companies. The logic of governments waiting for the situation to stabilize and then make long run policy decisions causing tremendous damage to the infrastructure of small companies. Instead government should seek to provide stability in the short-term so when the energy scene reaches a new equilibrium there will still be policy options which can include small Canadian companies. Short term chaos does not serve any part of the economy well.

The Canadian portion of the energy industry is the most vulnerable portion of the oil industry to current circumstances. Building up this portion of the industry at considerable public expense has been a stated national objective for the past seven years. The progress achieved in this area may vanish while the government awaits for a stability which may be some distance off.

Yours truly,

STONE PETROLEUMS LTD.



David Wolf, Vice-President

DW/sn

MAILING ADDRESS: P.O. Box 6240, Station "D"  
Calgary, Alberta T2P 2C8  
(403) 262-4572

**SORREL RESOURCES LTD.**

Suite 600  
815 - 8th Avenue S.W.  
Calgary, Alberta T2P 1H7  
Telephone (403) 263-3494

April 18, 1986

Mr. Joseph A. Mercier  
Universal Explorations (83) Ltd.  
10th Floor, 736 - 8th Avenue S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 1H4

Dear Joe:

In connection with your meeting next week with the Senate Energy Committee, I would like to submit the following:

Sorrel Resources Ltd. is an independent exploration and production company. In 1985 the Company employed 16 Canadians, controlled the expenditure of more than \$15 million on Western Canadian exploration and development and added more than 600,000 barrels of oil and 30 Bcf of gas to its net reserves at a cost of finding of less than \$1 per barrel equivalent. Sorrel is a competent and successful exploration company, however, our corporate future and that of our employees is severely threatened by current pricing and marketing in Canada.

The recent rapid, uncontrolled decline in oil prices has totally destroyed investor confidence in the Canadian and North American oil industry. As long as the spectre of similar future declines overhangs the industry, investors will not regain confidence and the major capital investments which are needed now to ensure future Canadian self-sufficiency will not be made. If the current situation is allowed to continue, the billions of taxpayer's dollars spent in the form of grants and tax incentives to establish our energy self-sufficiency will have been wasted, we will rapidly become a net importer of oil and the Canadian public will be totally exposed to future OPEC price escalation.

Canada currently exports approximately 20% of our 1,500,000 barrel of oil per day (bopd) productive capacity. By the year 2000, the Alberta Energy Resources Conservation Board estimates that productive capacity of conventional oil will fall to 50% of current levels. Without development of new reserves, Canada will be forced to import 400,000 to 500,000 bopd within 14 years.



Universal Explorations (83) Ltd.

April 18, 1986

Page 2

The new reserves which Canada can develop are of two types. Canada has vast reserves of oil in its partially explored frontiers, tar sands and heavy oil deposits. Unfortunately, the development of these reserves requires long lead times, tremendous initial capital investment, a healthy major sector of the oil industry and predictability of government taxation and future product prices.

Operating costs for existing tar sands megaprojects have recently been quoted by the operator at \$17 per barrel. Industry observers estimate the cost of bringing Hibernia into production at \$18-22 per barrel. At current prices, the development of new tar sands megaprojects and the exploration for new Hibernia's makes no economic sense.

Major multinational oil companies control both the vast majority of Canadian frontier exploration acreage and potential tar sands megaproject development sites. This is natural as these companies have the financial strength necessary to engage in frontier exploration and megaprojects and require reserve additions from such to replace production and grow. Most multinationals are excellent Canadian corporate citizens. Notwithstanding this, major multinationals are motivated by profit, not by Canadian self-sufficiency nor the attendant protection of the Canadian public. All other things being equal, the multinationals will develop Canadian non-conventional reserves when in their perception a reasonable profit is expected. If a reasonable profit cannot be expected until the year 2000, then in that year non-conventional reserve development will commence, and approximately 10 years thereafter such reserves will come on stream. Whether such a totally free enterprise scenario for a strategic natural resource is in the long term best interest of the Canadian public who will pay the bill in the future for imported oil is questionable.

Although the movement of international oil supplies at current prices may not be considered dumping in its classical sense, there is no doubt that current oil pricing is predatory and has been orchestrated by Saudi Arabia with the express purpose of driving high cost future oil supplies from the marketplace. Other considerably less strategic industries are protected from this type of situation by import taxes.

Although there have been only two major conventional oil discoveries in Western Canada in the last 20 years (Rainbow and W. Pembina), significant quantities of conventionally recoverable oil remain to be discovered. The driving force behind exploration for conventional Western Canadian reserves in recent years has been the small Canadian independent. This is natural as the size of oil pools which may still be found with regularity in Western Canada (100,000 to 500,000 barrels) is more than adequate to provide potential growth opportunities to a small company, but is inadequate for larger entities requiring exposure to frontier discoveries or megaprojects. In addition, smaller companies do not





Universal Explorations (83) Ltd.  
April 18, 1986  
Page 3

have the expensive infrastructures which make 30 to 50 bopd discoveries uneconomic for larger corporations. Just as Canada needs an active healthy group of major companies to further future Canadian self-sufficiency through frontier exploration and megaproject development, so also does Canada need a viable small independent sector to continue to successfully explore and develop Canada's rapidly declining conventional reserves base.

Small independents have historically reinvested several times their cash flow on new exploration and development. To accomplish this the small independent sector has relied on outside investment. Even if oil prices were to return to the \$20 (U.S.) level in the near future, the fear of future uncontrollable price declines in a deregulated environment will prevent further outside investment in the independent sector for the foreseeable future. This lack of investment will result in significantly reduced Western Canadian exploration and development together with an acceleration in the depletion of Canada's conventional reserve base.

Canada needs a floor price for oil to restore investor confidence in both conventional Western Canadian exploration and in non-conventional reserves when investment is needed--now.

Yours truly,

SORREL RESOURCES LTD.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'D. Speirs', with a long horizontal flourish extending to the right.

D. Speirs  
President

DS/sm

## APPENDICE «ENR-24-B»

LETTRES ET PRÉSENTATIONS ANNEXÉES À UN DOCUMENT DESTINÉ AU

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

---

Onyx Petroleum Exploration Company Ltd.

Coho Resources Limited

Yoho Petroleum Ltd.

Comaplex Resources International Ltd.

Cimarron Petroleum Ltd.

Eagle Resources Ltd.

Cabre Exploration Ltd.

Tri Link Resources Ltd.

Woolley Resources Ltd.

Bopete Resources Ltd.

Strand Oil & Gas Ltd. ,

Stone Petroleum Ltd.

Sorrel Resources Ltd.

**ONYX PETROLEUM EXPLORATION COMPANY LTD.**

2000 Daon Building - 444 - 5th Ave. S.W.  
Calgary, Alberta T2P 2T8  
Telephone (403) 264-6120

Le 16 avril 1986

Monsieur Joseph A. Mercier  
Universal Explorations (83) Ltd.  
Dixième étage  
736, huitième avenue S.-O.  
Calgary (Alberta)  
T2P 1H4

Monsieur,

En prévision de la rencontre que vous aurez la semaine prochaine avec le Comité sénatorial de l'énergie, je me permets de vous faire parvenir les quelques commentaires suivants :

Selon moi, il ne fait aucun doute que les petites entreprises canadiennes de prospection et de production ne seront généralement pas en mesure de survivre si les prix actuels du pétrole se maintiennent. Je crois par ailleurs qu'il est facile de démontrer que ce secteur de l'industrie pétrolière est un de ceux qui ont participé le plus activement aux efforts de prospection et de développement, lesquels ont à leur tour contribué à créer des milliers d'emplois directs dans le secteur des services et d'emplois indirects dans le secteur manufacturier. Même si l'élimination de l'impôt sur les revenus pétroliers présente un avantage pour l'ensemble du secteur, il est clair que cet impôt visait avant tout les bénéfices excédentaires et qu'il est de toute façon devenu inapproprié aujourd'hui. Son élimination ne contribue donc pas à créer de nouvelles sources de fonds pour les petites entreprises de prospection, la plupart d'entre elles ne dépassant même pas le seuil d'exemption. Par ailleurs, une réduction des redevances provinciales en Alberta, même si elle s'avère utile, ne résout pas grand-chose puisqu'il existe déjà un crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances. Autrement dit, le régime fiscal actuel ne pose pas de problèmes pour les petites entreprises de prospection mais l'érosion des deux tiers du prix de vente est tout à fait désastreuse pour ces entreprises.

Deux problèmes se posent lorsqu'on parle du prix du brut.

#### 1. Les prix mondiaux

Les prix mondiaux du pétrole sont ce qu'ils sont et il est clair que la solution du problème actuel sera inévitablement une solution politique. Il existe certainement des précédents au Canada, en particulier dans le secteur manufacturier et dans le secteur des vêtements, qui justifieraient l'intervention du gouvernement, qu'il s'agisse d'une limitation des importations, de l'imposition de tarifs, etc. Un prix plancher pour le pétrole ne devrait pas être considéré différent d'un tarif imposé sur des produits manufacturés.



Les grandes sociétés pétrolières ne sont pas nécessairement en faveur de l'établissement d'un prix plancher par le gouvernement car elles craignent une hausse des prix en guise de représailles. Toutefois, si une telle mesure peut permettre aux petites entreprises de prospection et de production de survivre à la crise actuelle, je crois qu'elle devrait être envisagée sérieusement par le gouvernement.

## 2. Les prix canadiens

Selon nous, les producteurs canadiens ne sont pas traités équitablement par les sociétés qui font du raffinage au Canada, y compris Petro-Canada. Les prix payés pour le pétrole de l'Ouest canadien sont actuellement les plus bas au monde et ils sont inférieurs d'au moins trois à quatre dollars à ceux payés aux États-Unis. Pourtant, les prix payés par les consommateurs ont très peu changé. Ceux qui laissent croire aux consommateurs qu'il faut de 90 à 120 jours pour convertir un baril de pétrole brut produit dans l'ouest du Canada en produits commercialisables dans l'est camouflent les faits de façon éhontée. Je sais pour ma part qu'environ 25 % de la production albertaine (environ 200 000 barils par jour) est raffinée à Edmonton, ce qui signifie qu'il ne s'écoule probablement pas plus de deux jours entre la production du pétrole brut et l'arrivée de ses produits sur le marché.

Par ailleurs, l'idée de fonder le prix de notre pétrole brut sur la différence entre le prix payé à la tête du puit et les coûts du transport jusqu'à Chicago est tout à fait ridicule. Selon nous, le prix payé par les raffineries d'Edmonton pour notre pétrole brut devrait être comparable à celui qu'elles auraient payé si leur source d'approvisionnement était située, par exemple, à Chicago, sur la côte est ou sur la côte ouest et si ce pétrole brut leur était livré à Edmonton par mongolfière ou par un autre moyen magique du genre. En guise de solution possible pour soutenir la concurrence de ce cartel d'acheteurs, nous serions en faveur d'un plan de commercialisation entièrement repensé dans la province d'Alberta où la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta redeviendrait l'unique agent de commercialisation pour tout le pétrole brut produit dans cette province, y compris le pétrole-redevance. Jouissant des services d'une équipe extrêmement motivée d'experts en commercialisation, une telle Commission s'emploierait à créer des débouchés viables au Canada et aux États-Unis et émettrait chaque mois des demandes d'offres d'achat pour cette source de pétrole brut à la fois importante et fiable. Les raffineries d'Edmonton devraient elles aussi préparer des offres d'achat pour ce pétrole brut en tenant compte du risque de se voir priver de leurs sources d'approvisionnement, advenant que la Commission de commercialisation reçoive des offres d'achat plus avantageuses des États-Unis ou d'ailleurs. La plupart des grandes sociétés pétrolières s'objecteront probablement à cette proposition mais cette dernière serait néanmoins tout à fait équitable et elle contribuerait certainement à renverser la situation actuelle où les grandes sociétés imposent au gouvernement et aux petites entreprises le prix qu'elles veulent payer pour le pétrole brut. La répartition de la demande de pétrole en vertu de ce plan serait coordonnée par la Commission de commercialisation, avec l'aide de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques, et les périodes d'interruption ne devraient pas être pires qu'elles ne le sont actuellement car on peut s'attendre que la Commission ne serait jamais à court d'offres, même si elle n'en appréciait pas toujours le

prix. Ce système faciliterait aussi la tâche au gouvernement de l'Alberta et donnerait l'impression qu'il dispose de son pétrole-redevance d'une façon beaucoup plus responsable.

Pour conclure sur la question de la fixation des prix et de la commercialisation, je dirai que les petits producteurs doivent conserver le droit de vendre leurs produits. Le système actuel de répartition de la demande a été mis au point par le Premier ministre Manning, il y a environ trente ans, afin de protéger les petits producteurs. Dans un discours récent, le président de Texaco Canada en réclamait l'abolition, prétendant qu'il était "dépassé". Quiconque juge déjà que les grandes sociétés pétrolières nous causent des problèmes en ce qui concerne la détermination des prix n'aura peine à s'imaginer les difficultés que nous pourrions avoir si aucune part "équitable" du marché ne nous était attribuée en vertu du système de répartition. En cette période de baisse des prix du pétrole brut, ces grandes sociétés comptent davantage sur le raffinage et la commercialisation pour assurer leur rentabilité. Cela nous est impossible. Certaines des grandes sociétés pétrolières, par pure cupidité, cherchent à étouffer les petites entreprises indépendantes et nous devons les en empêcher.

Je vous ai fait part de ces quelques remarques préliminaires afin de vous aider à préparer votre intervention lors des audiences du Sénat. Il est clair selon moi que la plupart de nos préoccupations pourraient vraisemblablement être résolues au niveau provincial mais je vous invite néanmoins à utiliser la présente lettre si cela vous paraît utile.

Acceptez, Monsieur, l'expression de mes sentiments les plus distingués.

Le Président,

D.G. Flanagan  
ONYX PETROLEUM EXPLORATION  
COMPANY LTD.

c.c. : Gordon D. MacDonald - Eagle Resources Ltd.  
Roger J. Stuber - Eagle Resources Ltd.  
Kenneth B. Stovel - Cabre Exploration Ltd.  
Kerry E. Sully - Ranchmen's Resources (1976) Ltd.  
Lloyd Woolley - Woolley Resources Ltd.  
George Fink - Comaplex Resources International  
Dennis Gieck - Strand Oil & Gas Ltd.  
Barry Foster - CanPet Marketing  
Garth Wiggins - Tri Link Resources Ltd.  
Harvey McDiarmid - Colonial Oil & Gas Limited  
Randy Pawliw - Cimarron Petroleum Ltd.  
David Speirs - Sorrel Resources Ltd.  
Ken Lambert - Coho Resources Limited  
David Wolf - Stone Petroleums Ltd.

**COHO RESOURCES LIMITED**

1650, 300 - 5th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3C4 Telephone (403) 261-9800  
Telex 03-826896

Le 16 avril 1986

Comité sénatorial permanent de  
l'énergie et des ressources naturelles  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

À l'attention de : Earl A. Hastings  
Président

Messieurs,

La société Coho Resources Limited est une entreprise relativement petite de prospection et de production dont le siège social est situé à Calgary et qui produit environ 400 barils de pétrole par jour en Alberta, 1 000 en Saskatchewan et 600 aux États-Unis.

En 1985, la Coho a investi 14 600 000 \$ et sa marge brute d'autofinancement a atteint 3 600 000 \$. Autrement dit, le montant qu'elle a investi était quatre fois plus élevé que sa marge brute d'autofinancement. Les fonds supplémentaires nécessaires provenaient de l'émission d'actions et d'emprunts à la banque. Pour survivre, la Coho a dû compter énormément sur les mesures d'encouragement qui avaient été décrétées en vertu du Programme énergétique national (Programme d'encouragement du secteur pétrolier et exemption de l'impôt sur les revenus pétroliers) ainsi que sur le Crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances. Ces mesures avaient pour objectifs d'encourager les investisseurs à fournir à notre entreprise les fonds nécessaires à son programme d'investissement et à inciter les banques à nous prêter l'argent nécessaire à nos projets de développement.

La chute des prix du pétrole a eu un effet beaucoup plus néfaste sur les entreprises comme la nôtre que sur les grandes sociétés pétrolières. Avant l'effondrement des prix du pétrole, le total des droits perçus par le gouvernement sur le pétrole de l'Alberta se limitait à environ 8 %. Par conséquent, pour chaque baisse de 1 \$ du prix du pétrole brut, notre entreprise a vu sa marge brute d'autofinancement baisser de 92 cents. Par comparaison, des sociétés comme Texaco ne perdent qu'environ 30 cents pour chaque baisse de 1 \$ du prix du pétrole. Les petites entreprises sont tout simplement incapables de réagir, à court terme, à de telles baisses de leurs fonds autogénérés. Le gouvernement se doit donc d'intervenir s'il tient à assurer la survie de la majorité des entreprises de ce secteur.

Les suggestions de l'IPAC et de l'Association pétrolière du Canada (CPA) d'éliminer l'impôt sur les revenus pétroliers et de réduire le montant des redevances seront très avantageuses pour les Texaco et les Shell du secteur mais



ne seront pas d'un grand secours aux entreprises comme Coho. L'élimination de l'impôt sur les revenus pétroliers combinée à une baisse de 5 % du montant des redevances augmenterait en effet la marge brute d'autofinancement des grandes sociétés de 50 %, chacune d'elles voyant donc son pouvoir financier augmenter de dizaines de millions de dollars. La même solution donnerait une augmentation de la marge brute d'autofinancement des petites entreprises de 1,25 % seulement avant l'annonce du 1<sup>er</sup> avril du gouvernement de l'Alberta et de 0,125 % après cette annonce.

Notre entreprise dépend de sa marge brute d'autofinancement pour sa survie. Tout changement apporté au système actuel devrait tenir compte des avantages relatifs qu'en tireraient les diverses entreprises du secteur selon leur taille. C'est pour cette raison que nous appuyons l'idée d'un programme de stabilisation de la marge brute d'autofinancement tel que recommandé par les petites entreprises de prospection et de production dans leur présentation du 9 avril 1986 au gouvernement de l'Alberta (voir l'exemplaire ci-joint).

Sans un tel programme de stabilisation de la marge brute d'autofinancement, il sera impossible de regagner la confiance des investisseurs. Le secteur sera privé des nouveaux capitaux dont il a besoin pour la prospection. Les banques refuseront de prêter l'argent nécessaire au développement. Les petites entreprises indépendantes du secteur disparaîtront.

La mise en vigueur d'un programme de stabilisation de la marge brute d'autofinancement encouragerait les investisseurs, permettrait aux petites entreprises d'obtenir de nouveaux fonds grâce à l'émission d'actions et à de nouveaux emprunts et contribuerait à sortir le secteur des services de la grave dépression qu'il connaît actuellement.

Comme notre entreprise existe des deux côtés de la frontière, nous sommes en mesure de comparer tous les jours les prix payés pour le pétrole brut au Canada à ceux payés aux États-Unis. Pendant toute la durée du premier trimestre de 1986, notre pétrole brut américain a constamment rapporté davantage, à qualité comparable, que notre pétrole brut canadien. Les différences de prix pouvaient atteindre jusqu'à 6 \$ US par baril et oscillaient probablement autour de 3 \$ US par baril pour du pétrole brut de qualité comparable.

Nous n'avons pas les moyens de payer des experts pour étudier ce problème qui doit être selon nous assez complexe. Toutefois, nous sommes convaincus qu'il n'y a pas de système de libre marché pour le pétrole au Canada. Les raffineurs sont très peu nombreux et nos possibilités de transport sont limitées. Pour cette raison, nous appuyons résolument la suggestion des petites entreprises de prospection et de production d'établir un impôt sur le raffinage du pétrole qui obligerait les raffineurs à payer un prix équitable pour notre pétrole brut.

La question peut-être la plus critique pour les petits producteurs est l'accès aux marchés. Nous avons besoin d'un système qui assurera à chaque entreprise une part équitable du marché. Il est clair, lorsque l'on considère les prix payés par les raffineries canadiennes, que ces dernières ne sont pas prêtes à traiter les producteurs de façon équitable. Si le système de

répartition de la demande était éliminé, en particulier pendant une période où l'offre de pétrole brut dépasse la demande, les raffineries achèteraient leur pétrole brut de leurs propres divisions et excluraient les producteurs qui ne disposent pas d'installations de raffinerie. Ceci mènerait à une concentration encore plus forte du secteur entre les mains d'une poignée de grandes sociétés et contribuerait à acculer à la faillite un très grand nombre de petits producteurs.

Acceptez, Messieurs, l'expression de mes sentiments les plus distingués.

Le Président,

K.H. Lambert  
COHO RESOURCES LIMITED

P.j.

## PRÉSENTATION CONJOINTE DES PETITES ENTREPRISES DE PROSPECTION ET DE PRODUCTION

Le 7 avril 1986

L'honorable Donald R. Getty, Premier ministre  
Président du Conseil exécutif  
Assemblée législative de l'Alberta  
307, Édifice du Parlement  
Edmonton (Alberta)  
T5K 2B6

Monsieur le Premier ministre,

Cette présentation vous est soumise au nom de 95 petites entreprises de prospection et de production qui, ensemble, ont apporté les contributions suivantes à l'économie de l'Alberta en 1985 :

1. plus de 1 000 emplois directs;
2. plusieurs milliers d'emplois indirects;
3. participation au forage d'environ 1 800 puits;
4. investissements de 250 millions de dollars;
5. production d'environ 20 000 barils de pétrole par jour;
6. montant consacré à des projets d'investissement égal à environ trois fois la marge brute d'autofinancement.

Nous avons l'intention de solliciter l'appui d'autres sociétés pour notre présentation. Nous vous tiendrons au courant des noms et des statistiques des nouvelles sociétés qui endosseront plus tard notre présentation. Ces nouvelles informations viendront s'ajouter à celles que vous avez déjà en main.

**DÉFINITION :** De façon générale, une petite entreprise de prospection et de production est une société dont les revenus bruts provenant de la production du pétrole et du gaz dans la province ne dépassent pas 10 millions de dollars. Certaines des entreprises que nous représentons ont des revenus supérieurs à ce montant. Nous avons l'intention de solliciter l'appui du plus grand nombre possible d'entreprises, petites et grandes.

**OBJECTIFS :** Les petites entreprises de prospection et de production souhaitent obtenir l'aide des gouvernements provincial et fédéral pour la réalisation des objectifs suivants :

1. Assurer la survie des petites entreprises du secteur pétrolier;
2. Mettre sur pied un mécanisme qui garantira aux entreprises du secteur une marge brute d'autofinancement suffisante pour faire face à leurs obligations financières, garder leurs employés et maintenir un niveau de réinvestissements propre à fournir suffisamment de travail au secteur des services pendant la période actuelle de chute des prix du pétrole, laquelle, espérons-le, ne sera que passagère.



3. Regagner et garder la confiance des investisseurs afin d'assurer au secteur une source de capitaux provenant de l'extérieur.
4. Maintenir un niveau d'activités qui permettra de découvrir des réserves supplémentaires, lesquelles aideront à préserver l'autosuffisance du Canada en pétrole brut naturel pendant une période prolongée.

Des exemplaires de la présente ont été envoyés à :

L'honorable John Zaozirny, ministre albertain de l'Énergie et des Ressources naturelles

Le très honorable Brian Mulroney, premier ministre du Canada

L'honorable Pat Carney, ministre fédéral de l'Énergie

Mme Bobbie Sparrow, députée de Calgary sud

L'honorable William Bennett, premier ministre de la Colombie-Britannique

L'honorable Tony Brummet, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique

L'honorable Grant Devine, premier ministre de la Saskatchewan

L'honorable Lorne Hepworth, ministre de l'Énergie de la Saskatchewan

L'honorable Howard Pawley, premier ministre de l'Alberta

L'honorable Wilson Parasiuk, ministre de l'Énergie et des Mines

L'honorable David Peterson, premier ministre de l'Ontario.

L'honorable Vince Kerrio, ministre de l'Énergie

Liste des petites entreprises de prospection et de production qui ont reçu un exemplaire de cette présentation de la société Coho Resources Limited :

Comaplex Resources International Ltd.

Comstate Resources Ltd.

Dynex Petroleum Ltd.

D & S Petroleum Consulting Group Ltd.

Cuesta Resources Limited

Crystal Holdings Ltd.

Cowtown Explorations Ltd.

Congress Resources

Hawkeye Petroleums Ltd.

Hampshire Developments Ltd.

Halo Oils Ltd.

GNE Resources Ltd.

Glen Isle Exploration Ltd.

Foreground Resources Limited

Fluvial Resources Ltd.

First Devonian Explorations Ltd.

Fairhill Oil Ltd.

Enerwest Exploration Ltd.

Eagle Resources Ltd.

Interwest Resources Ltd.

## REPRÉSENTATIONS :

Une délégation composée des présidents de quatre petites entreprises de prospection et de production a rencontré le ministre albertain de l'Énergie, l'honorable John Zaozirny, pendant 90 minutes le 3 avril 1986, afin de discuter des problèmes auxquels font face les petites entreprises de prospection et de production et de chercher des solutions possibles à ces problèmes. Le 4 avril 1986, nous avons parlé avec plusieurs membres du caucus albertain des députés du gouvernement fédéral, y compris Bobbie Sparrow, la directrice d'un groupe de députés du gouvernement engagé dans l'examen des problèmes actuels du secteur du pétrole et du gaz de l'Alberta.

## RECOMMANDATIONS :

Encouragés et inspirés par la teneur de nos discussions des 3 et 4 avril derniers avec les représentants des gouvernements provincial et fédéral, nous soumettons, au nom des petites entreprises de prospection et de production, les recommandations suivantes :

1. Que le gouvernement de l'Alberta mette sur pied un programme de stabilisation de la marge brute d'autofinancement pour tous les producteurs de la province. Un tel programme comporterait les mesures suivantes :
  - a) chaque groupe de producteurs participants recevrait chaque mois du gouvernement provincial un prêt sans intérêt égal à la différence entre les recettes réelles obtenues de la vente de ses 500 premiers barils de pétrole par jour de production et le montant qu'il aurait obtenu si le prix de ces 500 barils avait été de 20 \$ US par baril pour une qualité équivalente;
  - b) ce prêt serait remboursé par la suite, au moyen de paiements mensuels, lorsque le prix du pétrole dépasserait 20 \$ US par baril, à un taux égal à l'augmentation de la marge brute d'autofinancement obtenue par le groupe de producteurs participants et attribuable à la portion du prix de vente de tout le pétrole provincial dépassant le seuil des 20 \$ US par baril;
  - c) le montant du prêt à rembourser serait réduit de 1 \$ pour chaque dollar de capitaux propres obtenus par le groupe de producteurs participants, sous la forme de capital-actions ou d'emprunts convertibles, aux fins d'investissements dans la province après le 1<sup>er</sup> avril 1986.
2. Que le gouvernement de l'Alberta encourage les gouvernements provinciaux de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Manitoba à mettre sur pied des programmes semblables de stabilisation de la marge brute d'autofinancement dans leurs provinces respectives.

3. Que le gouvernement de l'Alberta encourage le gouvernement fédéral à verser une aide égale à l'aide consentie par les provinces. Une telle participation permettrait au niveau de la production journalière de pétrole admissible au programme de stabilisation de la marge brute d'autofinancement d'atteindre 1 000 barils par jour, par province et par groupe de producteurs participants. Le gouvernement fédéral et la province productrice contribueraient aussi à parts égales à l'amélioration de la marge brute d'autofinancement des entreprises du secteur. La gestion de chaque programme fédéral de stabilisation de la marge brute d'autofinancement serait confiée à la province où le programme est mis en application.
4. Que le gouvernement de l'Alberta établisse un impôt sur le raffinage pour chaque baril de pétrole raffiné en Alberta. Cet impôt serait payable par la raffinerie et équivaldrait à la différence entre le prix moyen pondéré, à qualité égale, payé par la raffinerie pour le pétrole raffiné dans la province, et le prix moyen pondéré, à qualité égale, du pétrole brut payé à Chicago sur le marché au comptant, plus 1 \$ US par baril. Aucun impôt ne serait perçu si le prix payé était égal ou supérieur au prix à Chicago plus 1 \$ US par baril. Cette mesure inciterait les raffineries de l'Alberta à payer pour leur matière première un prix qui tiendrait davantage compte du coût du pétrole provenant de sources de rechange. Elle contribuerait également à diminuer les sommes d'argent nécessaires pour la mise en application du programme de stabilisation de la marge brute d'autofinancement.
5. Que le gouvernement de l'Alberta examine attentivement le système provincial de répartition de la demande de pétrole afin de s'assurer que les petites entreprises de prospection et de production obtiennent leur part équitable du marché du pétrole de l'Alberta.

**CONCLUSION :**

Nous croyons sincèrement que la mise en application des recommandations énumérées ci-haut apporterait d'importants bénéfices pour l'économie de l'Alberta en retour d'un coût minimal et qu'elle améliorerait de



façon sensible la situation actuelle des entreprises de prospection et de mise en valeur des ressources ainsi que de leur secteur des services dans la province.

Un groupe de petites entreprises de prospection et de production préoccupées par la situation du secteur

c.c. : L'honorable John Zaozirny,  
ministre albertain de l'Énergie et des Ressources naturelles  
L'honorable Brian Mulroney, premier ministre du Canada  
L'honorable Pat Carney, ministre fédéral de l'Énergie  
Madame Bobbie Sparrow, députée  
L'honorable William Bennett, premier ministre de la Colombie-Britannique  
L'honorable Tony Brummet, ministre de l'Énergie, des Mines et des  
Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique  
L'honorable Grant Devine, premier ministre de la Saskatchewan  
L'honorable Lorne Hepworth, ministre de l'Énergie de la Saskatchewan  
L'honorable Howard Pawley, premier ministre de l'Alberta  
L'honorable Wilson Parasiuk, ministre de l'Énergie et des Mines  
L'honorable David Peterson, premier ministre de l'Ontario  
L'honorable Vince Kerrio, ministre de l'Énergie

Pour de plus amples renseignements, prière de communiquer  
avec : Kenneth H. Lambert, Président  
Coho Resources Limited  
(403) 261-9800

## YOHO PETROLEUM LTD.

## PRÉSENTATION AU

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

Le présent document s'appuie sur les principes de base suivants :

1. La préservation du secteur canadien du pétrole et du gaz est vitale pour l'avenir économique et la sécurité de notre pays.
2. La vitalité des entreprises indépendantes de prospection et de production est fondamentale à tout projet visant à promouvoir l'autosuffisance énergétique du Canada.
3. Les prix mondiaux du pétrole n'ont jamais obéi aux lois du libre marché depuis le début des temps modernes. En effet, depuis 1928, ils ont été contrôlés par deux cartels : tout d'abord par le cartel des producteurs puis, plus tard, par l'OPEP, le cartel des pays producteurs. La politique a toujours joué un rôle déterminant dans toutes les questions relatives au pétrole. Les tractations politiques jouent aujourd'hui encore un rôle important dans l'instabilité des prix et contribuent à créer une situation qui pourrait devenir dangereuse ici-même comme à l'étranger.
4. Permettre aux prix du pétrole canadien et nord-américain de fluctuer en fonction du marché mondial équivaut à permettre que ces prix soient déterminés par les événements qui secouent le Moyen-Orient et les politiques des pays de cette région du monde. Le pétrole est vital pour notre économie et pour notre sécurité nationale et on ne peut permettre qu'il dépende d'événements échappant à notre contrôle. Toute analyse de la situation actuelle ou passée dans les pays du Moyen-Orient montre que l'ingérence politique dans ce marché est inévitable et que l'interruption des approvisionnements due aux conflits et à la guerre est tout aussi vraisemblable qu'imprévisible, ce qui a pour effet de créer un marché extrêmement instable.
5. Même si les réserves canadiennes de pétrole et de gaz naturels et synthétiques sont énormes, le coût de leur exploitation est élevé lorsqu'on les compare à la plupart des réserves mondiales et, en particulier, aux réserves du Moyen-Orient. La plupart des réserves canadiennes accessibles à faible coût ont été découvertes et à mesure que le secteur poursuit la prospection et l'exploitation de nouveaux gisements, ces coûts augmenteront. En outre, le temps nécessaire aux études et à la planification devient de plus en plus long. Aujourd'hui, les entreprises qui font la prospection doivent être en mesure de planifier leurs opérations au moins cinq années à l'avance et la mise en valeur des réserves non classiques prend encore plus de temps. Une telle opération est impossible dans les conditions actuelles de fluctuation des marchés.
6. Le démantèlement du Programme énergétique national et l'élimination progressive de l'impôt sur les revenus pétroliers combinés aux mouvements des prix déterminés par des forces non naturelles exercées de l'extérieur

ont nuit aux entreprises indépendantes canadiennes de prospection et de développement en même temps qu'ils favorisaient les grandes sociétés pétrolières, lesquelles peuvent compter sur leurs opérations de raffinage et de commercialisation pour assurer leur rentabilité. La préférence manifestée par ces grandes sociétés pétrolières pour la situation actuelle a été mise en évidence au moins par l'une d'elles qui faisait récemment paraître des pages entières de publicité dans le Wall Street Journal et d'autres journaux américains à gros tirage afin d'encourager la population américaine à refuser d'appuyer une taxe à l'importation sur le pétrole.

7. Si la tendance actuelle se maintient, le Canada risque de revenir à la situation qui existait au cours des années 1950 et avant mais à laquelle viendront s'ajouter des éléments nouveaux et dangereux.

Premièrement, les sept grandes sociétés pétrolières et les grandes entreprises indépendantes regagneront leur domination historique du secteur. Nous pensons qu'une telle évolution n'est pas souhaitable. Les grandes sociétés pétrolières ont un rôle extrêmement important à jouer mais le Canada n'a pas pour autant intérêt à leur permettre de dominer le secteur. (Voir le document intitulé "Raison d'être des entreprises indépendantes" ci-joint).

Deuxièmement, même si la situation qui existait avant l'OPEP (1960) devait se reproduire, il y aurait tout de même des différences fondamentales. À cette époque, le cartel des producteurs, les Sept Soeurs, contrôlait la production et les prix à la tête du puits. Au cours des années 1960 et au début des années 1970, l'OPEP s'est employée à obtenir le contrôle des prix par la renégociation ou l'expropriation partielle ou totale des concessions des producteurs, ces derniers ne s'occupant plus par la suite que du transport, du raffinage et de la commercialisation du pétrole. Cette transformation a eu pour effet de donner aux pays producteurs le contrôle des prix, une condition préalable aux augmentations des prix des années 1970. Il n'existe pas de moyen pratique par lequel les grandes sociétés pétrolières pourraient regagner ce contrôle.

Un autre fait souvent oublié est que les États-Unis jouissaient d'une autosuffisance en pétrole jusqu'au début des années 1960. Aujourd'hui, la situation politique est totalement différente et beaucoup plus dangereuse. Les États-Unis peuvent en effet devenir les otages de quiconque réussit à contrôler le Moyen-Orient.

L'avance dont jouissent les États-Unis en armements modernes serait annulée s'ils ne pouvaient compter sur une source adéquate d'énergie. Le Canada, dépendant qu'il est des États-Unis pour sa défense, ne peut se permettre d'ignorer ce problème et le gouvernement américain, malgré la tendance idéologique qui le caractérise actuellement, ignore ce fait à ses risques et périls. Ainsi, le problème ne concerne pas seulement le Canada mais l'ensemble de l'Amérique du Nord et sa résolution devra tenir compte de ce fait.

Il existe une solution à ce problème et cette solution comporte l'avantage supplémentaire de donner au gouvernement du Canada l'occasion de faire preuve d'initiative en matière d'affaires internationales et d'en tirer en même temps des bénéfices autant du point de vue géopolitique que du point de vue économique.



Nous voulons parler d'un accord en vertu duquel le Canada, les États-Unis et le Mexique détermineraient un prix plancher nord-américain de 25 \$ US pour le pétrole, lequel serait mis en vigueur dans les trois pays par l'imposition d'une taxe à l'importation établie en fonction de la différence entre le prix des importations et ce prix plancher.

Une telle initiative présenterait une foule d'avantages. En voici la liste, par ordre d'importance.

1. Elle permettrait de réduire la dépendance nord-américaine vis-à-vis du pétrole étranger et d'accroître la sécurité nationale en créant un environnement favorable au secteur industriel et où l'autosuffisance pourrait être un objectif réaliste, un aspect que semblent oublier ceux qui se réjouissent de la baisse des prix de l'essence.
2. Elle permettrait au Mexique de résoudre son grave problème d'endettement tout en lui permettant d'améliorer ses relations avec les États-Unis et le Canada.
3. Elle permettrait au secteur nord-américain du pétrole de maximiser la mise en valeur de ses réserves importantes mais coûteuses, y compris les sables bitumineux, le projet Hibernia et d'autres méga-projets.
4. Elle rétablirait la confiance des investisseurs et permettrait aux entreprises du secteur, sauf peut-être les Shell et peut-être même les Occidental, de pouvoir enfin obtenir l'argent dont elles ont tant besoin depuis plusieurs années.
5. Elle sortirait les banques d'une situation de crise qui pourrait fort bien entraîner des difficultés financières d'envergure mondiale.
6. Elle constituerait une première étape importante de la libéralisation du commerce dans toute l'Amérique du Nord.
7. Elle permettrait d'éviter ce qui risque sans doute de devenir un problème majeur : l'aliénation des provinces de l'ouest du Canada. Les Canadiens de l'Ouest voient en effet déjà d'un mauvais oeil les effusions de joie provoquées dans l'Est par la chute des prix de l'essence.
8. Finalement, une telle politique permettrait d'éviter ce qui pourrait sans doute dégénérer en une crise majeure au cours des années 1990 ou même avant et dépasser de loin les problèmes d'approvisionnement vécus en 1973. Il est évident que les dirigeants de l'OPEP souhaitent voir augmenter la dépendance du monde à l'égard de leurs approvisionnements de pétrole. Tout laisse prévoir une pénurie de pétrole qui pourrait commencer à se faire sentir au cours des années 1990. Par ailleurs, l'histoire nous enseigne que la guerre est un événement répétitif au Moyen-Orient. En fait, la guerre fait partie du paysage quotidien dans cette partie du monde et la seule question qui reste est de savoir quand elle prendra des proportions telles que les approvisionnements de pétrole pourraient être interrompus.

Le pétrole n'a jamais fait l'objet d'un libre marché. Il nous faut décider si nous voulons contrôler notre propre destinée ou nous laisser bousculer au gré des motivations politiques de pays étrangers. La réponse à cette question nous paraît évidente et elle peut conduire à une solution à long terme, avantageuse à tous points de vue pour le leadership du Canada et pour l'ensemble des Canadiens.

Avec tout notre respect,

James D. Tocher

Le 14 avril 1986

## RAISON D'ÊTRE DES ENTREPRISES INDÉPENDANTES

L'éruption du puit Leduc #1, en 1947, a marqué le point de départ de l'industrie pétrolière et gazière au Canada. À cette époque, rares étaient les Canadiens qui savaient quelque chose de la prospection et de la mise en valeur de ces richesses. Ces personnes avaient déjà participé aux projets de Turner Valley, au cours des années 1920 et 1930, à la mise en valeur des puits Norman, pendant la guerre, ou encore avaient acquis leur expérience aux États-Unis, au Moyen-Orient ou en Amérique du Sud, à l'emploi de grandes sociétés pétrolières.

Aujourd'hui, notre pays compte plusieurs milliers de professionnels, d'ingénieurs, de géologues, d'hommes de loi, d'agents négociateurs, de spécialistes de presque tous les domaines, d'ouvriers qualifiés, de fabricants, de fournisseurs et, par-dessus tout, d'entrepreneurs.

Toutes ces personnes forment l'infrastructure de l'industrie canadienne, une infrastructure qui n'est peut-être pas la plus grosse au monde mais qui pourrait fort bien être considérée comme la meilleure. On a recours partout dans le monde aux spécialistes canadiens du pétrole ainsi qu'à l'équipement canadien, des tours de forage aux véhicules chenillés.

Cette infrastructure s'appuie en grande partie sur les entreprises indépendantes de prospection et de production qui sont responsables du forage de la plupart des puits de l'ouest du Canada et qui, comparativement aux grandes sociétés pétrolières qui disposent d'une large gamme de services internes, ont largement recours aux services d'autres entreprises.

Il existe plusieurs centaines de ces entreprises indépendantes, la plupart canadiennes, employant directement des milliers de personnes et dont les activités procurent indirectement des emplois à des milliers d'autres. Ces entreprises ont toutes une caractéristique en commun : elles recherchent, produisent et vendent leur pétrole brut au secteur du raffinage dominé par les grandes sociétés pétrolières.

À la fin des années 1940 et au début des années 1950, plusieurs entreprises indépendantes ont vu le jour mais une poignée d'entre elles ont survécu au-delà du début des années 1960 tandis que plusieurs autres étaient achetées ou absorbées par des sociétés plus grandes.

Les entreprises canadiennes indépendantes qui existaient de 1947 au milieu des années 1960 étaient très différentes des entreprises qui ont évolué depuis. Cette évolution a été due en partie à la domination du secteur pétrolier par les grandes sociétés qui, jusqu'au milieu ou à la fin des années 1960, contrôlaient les prix mondiaux et intérieurs du pétrole brut.

Les grandes sociétés pétrolières préféraient garder les prix du pétrole brut le plus bas possible et réaliser plutôt leurs profits du côté du transport, du raffinage et de la commercialisation. Collaborant subrepticement entre elles, elles contrôlaient la part des revenus du pétrole qui revenait aux gouvernements hôtes partout dans le monde et influaient ou imposaient leur dictature sur les politiques des gouvernements de nombreux pays, y compris le Canada. À la fin des années 1940 et au cours des années 1950, Ottawa et Edmonton faisaient en effet essentiellement ce que les grandes sociétés pétrolières leur demandaient. À cette époque, les petites entreprises



dépendaient très étroitement des grandes sociétés pétrolières puisque ces dernières détenaient la majorité des droits d'exploitation des terres de l'Ouest du Canada. Pour pouvoir fonctionner, les entreprises indépendantes devaient donc signer avec elles des accords d'exploitation et s'engager aussi à leur vendre leur production.

Les hésitations des investisseurs canadiens à consacrer des sommes importantes au développement du secteur des petites entreprises expliquent aussi en partie la croissance extrêmement lente de ces dernières au début. Le gouvernement n'a pas non plus encouragé ces investissements. C.D. Howe, après la Deuxième Guerre mondiale, avait décidé que les investissements canadiens devaient aller à la construction de l'équipement, des pipelines, etc. et qu'il était préférable de laisser aux étrangers le soin de financer la partie risquée de l'entreprise : la prospection. Même au milieu des années 1960, alors qu'on étudiait des mesures fiscales visant à encourager les investissements canadiens, Walter Gordon faisait remarquer qu'il ne revenait pas au gouvernement canadien de créer des millionnaires texans.

Au milieu des années 1960, un groupe de directeurs de quelques-unes des entreprises indépendantes canadiennes formait l'Independent Petroleum Association of Canada (IPAC). Plusieurs entreprises indépendantes ayant jugé ce geste audacieux refusèrent au début de se joindre à la nouvelle association, de crainte que les grandes sociétés pétrolières n'usent contre elles de mesures de représailles.

La direction de la première entreprise indépendante qui s'est retirée de l'Association pétrolière du Canada, une organisation contrôlée par les grandes sociétés pétrolières, pour accorder son appui exclusif à l'IPAC a même été avertie par un certain nombre de directeurs d'autres petites entreprises du secteur qui jugeaient ce geste précipité et imprudent.

Pourtant, au fil des années, l'IPAC a réussi à défendre les intérêts des petites entreprises et à démontrer que ces intérêts ne coïncidaient pas toujours nécessairement avec ceux des grandes sociétés intégrées. Malheureusement, de nouveaux géants ont été créés parmi les membres de l'IPAC et l'Association est aujourd'hui moins apte à représenter le type d'entreprise pour lequel elle a été mise sur pied à l'origine.

La perte du contrôle étroit qu'exerçaient les grandes sociétés pétrolières sur l'ensemble du secteur a coïncidé avec une baisse des activités de la plupart de ces entreprises dans l'ouest du Canada. Plusieurs spécialistes étaient en effet d'avis que la totalité des grandes réserves de l'ouest du Canada avaient été découvertes, ce qui allait par la suite s'avérer faux. Les changements apportés à la réglementation provinciale sur les terres et la hausse des investissements provenant de l'est du Canada et de l'étranger ont mené à la création de plusieurs nouvelles entreprises indépendantes à la fin des années 1960. La Canadianisation, même si elle nuisait aux investissements étrangers, n'a pas manqué d'encourager une plus grande participation canadienne.

Au cours des vingt dernières années, les entreprises indépendantes ont joué un rôle de plus en plus important dans l'ensemble du secteur. Non seulement se sont-elles multipliées et ont-elles augmenté en importance, mais elles sont aussi devenues le principal outil pour la mise en valeur des nouvelles réserves de pétrole naturel dans l'ouest du Canada. Sans elles, la plus grande partie des nouvelles réserves de pétrole et de gaz découvertes et mises en valeur aujourd'hui serait demeurée inexploitée pour toutes sortes de raisons.

Les grandes sociétés pétrolières et les autres grandes entreprises doivent faire face à d'énormes frais généraux et la plupart d'entre elles ne limitent pas leurs opérations au Canada. Ceci les amène à rechercher de nouvelles réserves dans les régions du monde où elles prévoient faire des découvertes importantes et leur puissance financière leur permet de planifier leurs opérations à long terme. Ainsi, il est naturel pour ces sociétés d'envisager l'exploitation dans les régions reculées et au large des côtes, et de planifier l'exploitation des sables bitumineux et des autres réserves de pétrole synthétique.

Par contre, les entreprises indépendantes, avec leurs frais généraux relativement bas et leurs besoins financiers à court terme, n'ont ni le temps ni les ressources nécessaires pour soutenir la concurrence dans les régions reculées ou dans les projets à long terme et à coût élevé.

Ceci contribue à créer une division naturelle des tâches entre les grandes sociétés pétrolières et les entreprises indépendantes et nous assistons à la mise en valeur de réserves importantes par petites parcelles. Sans les entreprises indépendantes, ces réserves demeureraient pour la plupart inexploitées.

Il existe un autre facteur difficile à comprendre pour les gens qui n'appartiennent pas au secteur. Les entreprises indépendantes comptent des milliers de géologues et d'autres chercheurs qui étudient les caractéristiques géologiques par petits groupes, cherchant au jour le jour des indices de la présence de nouvelles zones productives possibles. Ce système mène à la prise d'un très grand nombre de décisions qui peuvent finir par aboutir à des forages. De telles décisions ne peuvent être prises de façon aussi efficace par les grandes organisations, surtout lorsque ces dernières ne sont de toute façon pas intéressées à exploiter les petites zones productives.

Le principe de l'efficacité d'échelle ne s'applique pas à la prospection du pétrole et du gaz. La fusion de grandes entreprises aboutit habituellement à une diminution des activités de prospection, comparativement à la somme de leurs programmes séparés avant la fusion. Les résultats obtenus par des pays comme le Mexique et le Brésil, lesquels ont opté, dès les premiers stades du développement, pour une seule grande société nationale du pétrole constitue un autre exemple éloquent de l'avantage de confier la prospection à un plus grand nombre d'entreprises. Il est clair pour tout observateur compétent de ces pays que la mise en valeur des réserves de pétrole et de gaz aurait probablement été beaucoup plus rapide et beaucoup plus efficace si on avait favorisé le développement de plusieurs petites entreprises.

Ainsi, les entreprises indépendantes de l'ouest du Canada jouent un rôle vital pour la satisfaction de nos besoins nationaux actuels et futurs en pétrole et en gaz.

Pourtant, les événements récents menacent gravement leur survie. Un marché aussi incertain que le marché mondial du pétrole, dominé par surcroît par la production du Moyen-Orient et les interventions politiques, rend le financement pratiquement impossible, a des effets désastreux sur la situation actuelle de la marge brute d'autofinancement, pousse les entrepreneurs à la faillite et, à moins qu'on ne procède rapidement à des changements, détruira les petites entreprises indépendantes telles que nous les connaissons aujourd'hui. Une telle perte entraînera un déclin des réserves et de la production canadienne, un

grave problème de chômage, tout d'abord dans l'Ouest puis dans l'Est, et la paralysie ou peut-être même la perte d'une de nos infrastructures nationales les plus importantes et les mieux exportables.

Si le Canada souhaite préserver ce secteur et empêcher les grandes entreprises de le contrôler entièrement, il doit prendre les mesures voulues pour établir un prix plancher canadien ou nord-américain. Il faut donner de la stabilité au marché et établir un prix qui permettra aux entreprises indépendantes de fournir un service qu'elles sont seules à pouvoir assurer au Canada.

Avec tout notre respect,

James D. Tocher

le 14 avril 1986



**COMAPLEX**

Resources International Ltd.

Le 16 avril 1986

Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

Messieurs,

Notre entreprise est préoccupée par les questions de commercialisation et de détermination des prix du pétrole brut canadien. Nous vous présentons ci-après une liste de nos commentaires et de nos recommandations portant sur ces questions.

1. Pour garantir nos approvisionnements de pétrole, il est nécessaire de maintenir un niveau d'activités apte à remplacer les réserves qui sont utilisées chaque année. Un prix de 12 \$ US ne suffira pas pour maintenir une telle activité. Nous préconisons la mise sur pied d'un programme de stabilisation de la marge brute d'autofinancement qui garantirait un prix de 20 \$ US pour les 1 000 premiers barils de production journalière de chaque entreprise ou groupe d'entreprises associées. Le supplément versé pendant les périodes où les prix sont inférieurs à 20 \$ US serait remboursé lorsque les prix dépassent ce seuil.

2. Il faut faire en sorte que les raffineurs achètent la production canadienne avant de se tourner vers les producteurs étrangers et qu'ils paient les prix concurrentiels du marché mondial au lieu de se livrer à des manipulations qui font fluctuer les prix de 2 à 3 \$ par baril. Aussi attrayante que puisse paraître la déréglementation, on peut difficilement s'attendre à ce que le système de libre marché fonctionne convenablement au Canada à cause du nombre limité d'acheteurs pour notre produit. Cette situation favorise la manipulation des prix du côté de la production et la récolte de profits énormes au niveau du raffinage et de la commercialisation.

3. Il faut protéger nos entreprises de services et d'approvisionnements. Ce groupe d'entreprises est actuellement bien organisé, doté de la main-d'oeuvre voulue, et il assure des services d'une qualité qui ne trouve d'équivalent dans aucun autre pays du monde, y compris les États-Unis. Les bas prix actuels auront un effet extrêmement néfaste à court terme sur ce secteur et si les dommages deviennent trop considérables, ils influenceront sur notre capacité à parvenir à notre objectif d'autosuffisance.

901, 1015, 4th Street S.W., Calgary, Alberta T2R 1J4 Téléphone (403) 265-6973

Nous savons déjà que l'Arabie Saoudite, lorsque sa production atteignait 9 millions de barils par jour et que la demande dépassait toujours l'offre, était en mesure de faire grimper les prix comme elle l'entendait. Nous savons aussi que les réserves actuellement exploitées partout dans le monde ne sont pas remplacées parce que le forage a pratiquement été interrompu. La baisse des réserves prouvées dans de nombreuses régions atteint en moyenne environ 10 % par année et si la production des régions du monde autres que le Moyen-Orient atteint environ 30 millions de barils par jour, elle n'atteindra plus que 27 millions de barils après une année et 24 millions de barils après deux ans. À court terme, nous serons donc encore une fois à la merci des pays du Moyen-Orient si nous ne prenons pas les mesures pour nous protéger ici-même au Canada ainsi que dans d'autres régions productrices du monde autre que le Moyen-Orient.

Si les prix actuels persistent, il sera très difficile pour les petites entreprises indépendantes de survivre. Or, la survie de ce secteur est extrêmement importante et ce, pour les raisons suivantes :

a) La plupart de ces petites entreprises ont des frais généraux plus bas et il leur est donc encore économiquement possible de forer pour exploiter des réserves plus petites. Nous sommes prêts à forer des puits dont la production attendue peut n'atteindre que 40 ou 50 barils par jour, contrairement à la plupart des grandes entreprises. Ces forages sont extrêmement importants pour le maintien de l'autosuffisance du Canada et ils sont tout aussi importants pour la survie des entreprises de services et d'approvisionnements.

b) Les petits producteurs indépendants offrent aux investisseurs canadiens la possibilité de participer au développement du secteur du pétrole et du gaz par l'achat d'actions, la coentreprise et les sociétés de personnes. Les grandes sociétés intégrées et les grosses entreprises indépendantes n'offrent pratiquement jamais de telles possibilités.

L'IPAC et les petits producteurs ne sont pas les seuls à réclamer des changements aux règles actuelles concernant les raffineurs et les pipelines au Canada. J'inclus des copies d'articles récents publiés dans le Daily Oil Bulletin et dans lesquels le président de la Pan Canadian, le président de la BP Petroleum et le président de Alberta Energy se disent tous préoccupés par les prix actuellement payés par les raffineurs ainsi que par l'utilisation et la capacité de débit du brut canadien. Mentionnons en passant que ces trois entreprises sont toutes membres de l'Association pétrolière du Canada. Les arguments avancés par ces trois hommes nous sont d'un grand secours pour comprendre les raisons des inégalités actuelles.

Les bas prix payés pour le brut canadien ont un effet négatif sur les revenus du gouvernement fédéral et des gouvernements provinciaux. L'impôt prélevé sur les revenus pétroliers est calculé sur des revenus inférieurs de 3 \$ par baril à ce qu'ils devraient être. Il s'agit donc d'un manque à percevoir d'environ 30 \$ pour chaque baril assujéti à cet impôt. Les gouvernements provinciaux subissent des baisses de revenu encore plus importantes puisque les taux de redevances sont très souvent plus élevés que les impôts sur les revenus pétroliers.

Il est extrêmement important que le Canada maintienne un climat sain pour les producteurs canadiens indépendants et qu'il fasse en sorte que le quasi monopole instauré dans notre pays par ceux qui exploitent les raffineries et les pipelines fasse l'objet d'une réglementation ou de programmes conçus de manière à décourager les abus que nous déplorons aujourd'hui.

Acceptez, Messieurs, l'expression de nos sentiments les plus distingués.

Le président,

George F. Fink  
COMAPLEX RESOURCES INTERNATIONAL LTD.

p.j.



DAILY OIL BULLETIN

LE MARDI 3 AVRIL 1986

LA PANCANADIAN PRÉVOIT UNE ANNÉE DIFFICILE

par Dale Lunan

Même s'il a essayé de se montrer optimiste face à l'avenir, BARTLETT ROMBOUGH, président et directeur général de la PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED, n'a pas caché que son entreprise s'attend à passer une année difficile compte tenu de la chute des prix mondiaux du pétrole et du resserrement du marché nord-américain du gaz.

Tout en affirmant que la filiale du pétrole et du gaz de la CANADIAN PACIFIC LIMITED comptera au nombre des survivants de la chute actuelle des prix, M. Rombough a avoué hier devant l'assemblée annuelle des actionnaires de la société que les prix à la baisse avaient déjà commencé à influencer sur le résultat net de l'entreprise.

Les résultats du premier trimestre de la PanCanadian, lequel s'est terminé le 31 mars, ne sont encore que provisoires mais tout indique que le revenu net n'atteindra que 58 millions de dollars, comparativement à des bénéfices de 88,3 millions de dollars pour le premier trimestre de l'année dernière.

"Cette baisse découle clairement de la détérioration du prix du pétrole au cours de ce trimestre", a-t-il déclaré.

"Par ailleurs, si les prix moyens pour l'année 1986 oscillent en moyenne aux alentours de 14 \$ US le baril, nos bénéfices n'atteindront qu'environ 1 \$ par action, c'est-à-dire environ 125 millions de dollars", a-t-il annoncé aux journalistes après la rencontre. En 1985, la PanCanadian déclarait un revenu net de 229,85 millions de dollars (2,40 \$ par action), en légère baisse par rapport au revenu net record de 1984 qui s'établissait à 300 millions de dollars.

La société a déjà pris des mesures pour traverser la crise, y compris une baisse de presque 50 % de ses investissements prévus, un ralentissement de son programme de forage, des coupures de personnel par attrition et par gel de l'embauche, un gel des dépenses et une révision en profondeur des projets tertiaires et de la récupération assistée du pétrole.

Par ailleurs, la société a réduit ses dividendes trimestriels de 25 ¢ à 15 ¢ par action à partir du deuxième trimestre de cette année.

"Malgré ces mesures, toutefois, nous n'éliminerons pas toutes les activités et nous poursuivrons nos programmes d'investissement qui demanderont plus de 200 millions de dollars", a précisé M. Rombough aux actionnaires. En 1985, les dépenses d'investissements de la PanCanadian ont atteint 507,43 millions de dollars, soit une hausse de 52 % comparativement à 1984.

Avant que les prix ne commencent à chuter, la société avait prévu des dépenses d'investissements de 400 millions de dollars en 1986.

Au nombre des coupures prévues, mentionnons une baisse de 120 millions de dollars des dépenses de prospection, une baisse de 75 millions de dollars des projets de développement et des autres projets d'investissement et une réduction du nombre de puits exploités à 170, avec une participation dans l'exploitation de 90 autres puits. L'an dernier, la société exploitait elle-même ou participait à l'exploitation de 1 161 puits.

Pendant le premier trimestre, les statistiques publiées par le DAILY OIL BULLETIN montraient que la PanCanadian avait déjà exploité 74 puits en Alberta et 27 en Saskatchewan.

Pendant le reste de l'année, la société concentrera ses efforts de prospection sur les gisements qui présentent les meilleures possibilités, y compris Senex, Rycroft et Wembley dans le nord, Rio Bravo et Strathmore au centre de l'Alberta et Medicine Hat dans la partie sud-est de cette province.

"Nous poursuivons ces programmes de prospection, quoique à un rythme plus lent, parce que nous sommes convaincus que les circonstances qui jouent en faveur du Moyen-Orient actuellement finiront tôt ou tard par jouer en notre faveur.

"Les véritables mises à pied ne seront considérées qu'en dernier recours, a affirmé M. Rombough, mais entre temps, les postes vacants ont été éliminés et les possibilités d'embauche...

"La révision des projets de récupération tertiaire et de récupération assistée du pétrole comportera une réévaluation de la faisabilité du projet d'injection de vapeur d'eau à Elk Point, du projet de combustion in situ à Countess et du projet d'injection de polymère caustique au champ Horsefly, ainsi que d'un certain nombre d'autres projets qui seront étudiés cas par cas, a confié au Bulletin le secrétaire de la société, M. GEORGE LITTLE.

"Même en admettant que les solutions aux problèmes actuels du prix du pétrole ne peuvent provenir que de l'Arabie Saoudite, nous pouvons tout de même faire beaucoup au Canada pour venir en aide aux producteurs, notamment en augmentant les prix affichés par les raffineurs canadiens, a mentionné M. Rombough.

"Les producteurs canadiens obtiennent actuellement les prix les plus bas au monde pour leur pétrole car les prix affichés par les raffineurs sont fondés non pas sur le prix équitable pratiqué sur le marché mondial mais plutôt sur le prix du marché au comptant, a-t-il expliqué.

"Même si en sa qualité de producteur marginal, le Canada doit tenir compte du marché au comptant pour la détermination de ses prix, l'affichage devrait aussi tenir compte de la sécurité de l'approvisionnement et du prix équitable offert actuellement par les raffineurs des États-Unis, a-t-il ajouté.

"Si on adoptait une formule de détermination des prix tenant compte à la fois du marché au comptant et des prix pratiqués sur le marché américain, les prix offerts pour le brut canadien seraient supérieurs d'au moins 3 \$ par baril à ce qu'ils sont actuellement à Edmonton.

"Lorsque nous avons demandé, en notre qualité de producteurs, d'être assujettis aux prix mondiaux, nous n'avons pas parlé d'un escompte, a fait remarquer M. Rombough.

"Nous n'avons pas non plus réclamé l'établissement d'un prix plancher pour le pétrole brut produit au Canada, comme l'on suggéré certains petits producteurs, mais plutôt des mesures propres à "encourager" les raffineurs canadiens à adopter une formule de détermination des prix plus favorable et qui tiendrait compte, à tout le moins, de la sécurité des approvisionnements offerte par les sources intérieures et du prix équitable payé pour le brut sur les marchés américains."

Parlant ensuite du prix du gaz naturel, M. Rombough a demandé une prolongation du gel du prix à la frontière de l'Alberta au-delà du 10 novembre.

"Le processus de déréglementation devrait être ralenti de manière à permettre l'examen et la résolution des nombreux problèmes auxquels doit faire face le secteur du gaz, a-t-il déclaré. Une déréglementation survenant le 10 novembre réduirait encore davantage les prix du gaz et placerait le secteur dans une position aussi précaire que celle où se trouve actuellement les producteurs de pétrole", a-t-il ajouté.

M. Rombough a aussi enjoint les gouvernements provincial et fédéral à adopter des mesures en vertu de l'Accord de l'Ouest afin de sauvegarder le secteur canadien du pétrole et du gaz et il a dit croire que le programme d'aide de 400 millions de dollars de l'Alberta était un pas dans la bonne direction.

"Cette aide sera particulièrement utile pour les entreprises de services et les petits producteurs et j'espère qu'elle incitera le gouvernement fédéral à adopter des mesures comparables."



## DAILY OIL BULLETIN

LE LUNDI 24 MARS 1986

M. RICHARDS RECOMMANDE L'ÉTABLISSEMENT D'UN PRIX PLANCHER,  
LE PRÉSIDENT DE BP S'Y OBJECTE  
par Dale Lunan

Certains ont proposé que le Canada impose un prix plancher pour le pétrole brut mais le directeur de BP CANADA INC. croit que le secteur a plutôt besoin d'une refonte en profondeur de la réglementation et de la fiscalité afin d'être en mesure de mieux faire face aux chutes actuelles et futures des prix.

M. BILL RICHARDS, président du CANADIAN INTERNATIONAL CENTRE OF COMMERCE LIMITED, croit qu'un prix plancher de 25 \$ US par baril aurait un effet stimulant immédiat pour le secteur canadien du pétrole et n'aurait pratiquement aucun effet sur les prix payés par les consommateurs. Il a suggéré que le prix plancher ne s'applique qu'au nouveau pétrole produit après le 1<sup>er</sup> mai.

Toutefois, selon M. TONY KIRKBY, président de BP, une refonte en profondeur de la réglementation canadienne relative aux principaux oléoducs et gazoducs et la mise sur pied d'un système d'affichage des prix pour la production du brut canadien pourraient éliminer beaucoup des inégalités actuelles qui limitent les prix affichés pour le brut à un niveau égal ou presque aux prix du marché au comptant.

Comparaissant la semaine dernière devant le Comité sénatorial de l'énergie, à Ottawa, M. Kirkby a maintenu que les producteurs canadiens de pétrole n'ont pas besoin d'un prix plancher ou d'un contrôle des marchés mais plutôt d'un marché en expansion pour les producteurs et de prix plus bas pour les consommateurs, ni l'un ni l'autre de ces objectifs ne pouvant selon lui être réalisés par voie de réglementation.

"Il nous faut abandonner les politiques provinciales de répartition de la demande, changer la réglementation concernant les monopoles du transport par pipelines et éliminer le pouvoir excessif que peuvent exercer les acheteurs de pétrole brut sur les marchés", a-t-il déclaré au Comité.

En vertu de la politique actuelle de répartition de la demande, mise en vigueur par la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (ERCB), les raffineurs canadiens jouissent d'un énorme avantage sur les producteurs, puissent qu'ils ont non seulement la possibilité d'influer sur les prix mais aussi d'accepter ou non d'utiliser le brut canadien.

Après qu'un raffineur a annoncé ses besoins, il peut à n'importe quel moment pendant le mois réduire sa production sans pénalité, laissant ainsi le producteur aux prises avec un stock de brut non vendu.

"Si le raffineur découvre un cargo de brut ou de produits raffinés à rabais, il peut immédiatement laisser tomber ses fournisseurs canadiens, lesquels risquent peu de trouver d'autres acheteurs, sauf au prix du marché au comptant, d'expliquer M. Kirkby. C'est ainsi que le prix au comptant finit par devenir le prix normal du marché."

Avec seulement cinq raffineurs principaux qui utilisent le brut de l'Ouest canadien, tous pouvant par ailleurs avoir accès aux approvisionnements étrangers, et plusieurs centaines de producteurs de pétrole brut, les raffineurs se trouvent immanquablement en position de force, une situation qui doit être corrigée.

"Il nous paraît essentiel que la réglementation ne favorise pas indûment les raffineurs comme elle le fait actuellement.

Le réseau canadien d'oléoducs et de gazoducs, géré par la TRANSCANADA PIPELINES LIMITED (TCPL) et par la INTERPROVINCIAL PIPELINES LIMITED (IPL), les deux ayant des méthodes d'exploitation passablement différentes, vient au deuxième rang de la liste d'améliorations proposées par M. Kirkby.

La TCPL, d'une part, est réglementée en fonction du taux de rendement de ses investissements, ce qui la pousse à accroître sa base de tarification et, de ce fait, ses revenus, en augmentant son réseau de transport sans égard aux besoins réels. La réglementation est le seul moyen de contrôle et, selon M. Kirkby, elle n'est pas très efficace.

"À condition de pouvoir transférer aux producteurs ou aux consommateurs l'augmentation des coûts, d'expliquer M. Kirkby, la TCPL ne s'inquiète pas outre mesure du taux d'utilisation de sa capacité de transport. Ce dernier oscille actuellement aux environs de 60 % pour Toronto et il est même inférieur pour Montréal."

L'IPL, par contre, est contrôlée par les grandes sociétés pétrolières et s'intéresse donc davantage à minimiser les coûts de transport en utilisant une base de tarification minimale. Elle finit donc par ne plus pouvoir répondre à la demande.

"L'an dernier, on a dû restreindre la production presque tous les mois à cause d'une capacité de transport insuffisante," a-t-il expliqué.

Même s'il ne s'oppose pas à l'existence d'un quasi monopole dans le domaine du transport du pétrole et du gaz par pipeline, M. Kirkby insiste sur la nécessité, dans une telle situation, d'une réglementation efficace et scrupuleuse et d'une gestion transparente.

"Même si le réseau de l'IPL était géré dans la plus grande équité, les producteurs n'auraient aucun moyen de vérifier si, par exemple, la production provenant des puits Norman de la société Esso ne jouit pas d'un certain avantage par suite d'une capacité de transport insuffisante", de déclarer M. Kirkby.

Cette capacité insuffisante de transport combinée à une réglementation inappropriée a créé la situation actuelle où les producteurs ont reçu moins que les prix du marché au comptant au cours des deux derniers mois.

"Pour résoudre ces inégalités, de conclure M. Kirkby, il faut élaborer un nouveau système en vertu duquel les compagnies de transport par pipeline seraient tenues à une gestion transparente et qui permettrait de parvenir à un équilibre raisonnable entre la satisfaction des besoins des producteurs et de ceux des consommateurs tout en permettant un développement propre à maximiser les avantages économiques pour la collectivité.

"Je tiens à souligner que je ne favorise pas un retour au contrôle, par le gouvernement, des prix ou des marchés. Le Canada et le secteur pétrolier ont tout avantage à rejeter cette solution. Je veux simplement dire que toute situation de monopole nécessite une réglementation efficace et appropriée afin d'établir un équilibre équitable pour toutes les parties en cause", a souligné M. Kirkby aux membres du Comité.

Alors que M. Kirkby rejette l'idée de l'imposition d'un prix plancher pour la production canadienne, M. Richards affirme qu'une telle mesure est nécessaire, au moins pour la nouvelle production mise sur le marché après le 1<sup>er</sup> mai, compte tenu des risques futurs d'instabilité des prix.

"Le consommateur se réjouira peut-être des avantages de la baisse actuelle du prix de l'essence mais il doit se rappeler qu'en laissant aux pays de l'OPEP (ORGANISATION DES PAYS EXPORTATEURS DE PÉTROLE) le loisir de déterminer les prix pratiqués au Canada et de nuire ainsi au développement de l'industrie canadienne, il se place dans une situation extrêmement dangereuse", a déclaré M. Richards lors de sa présentation.

En suggérant l'adoption d'un prix plancher en vertu des mesures d'urgence prévues dans l'Accord de l'Ouest, M. Richards a mentionné un certain nombre d'avantages parmi lesquels, en particulier, une meilleure planification des projets de développement d'envergure.



## DAILY OIL BULLETIN

LE MARDI 10 AVRIL 1986

LE PRÉSIDENT DE L'AEC NE PRÉVOIT PAS DE MISES À PIED CETTE ANNÉE;  
IL RÉCLAME UNE HAUSSE DES PRIX AFFICHÉS

Les responsables de l'ALBERTA ENERGY COMPANY LTD. s'attendent à obtenir une marge brute d'autofinancement "respectable" d'environ 200 millions de dollars pour 1986. Le président de la société, M. DAVID MITCHELL, a déclaré mercredi aux actionnaires réunis en assemblée annuelle à Medicine Hat que la société ne prévoit aucune mise à pied et que sa situation financière demeurera excellente.

Tout en soulignant les qualités de AEC qui lui permettront de survivre à la "pire crise" qu'ait connue le secteur pétrolier, M. Mitchell a ajouté sa voix à celles d'un nombre croissant de producteurs de pétrole qui réclament un système plus équitable d'affichage des prix par les raffineurs canadiens.

"Même si la baisse générale des prix du pétrole est un problème international, beaucoup de gens ignorent que ses effets ont été encore plus graves au Canada", a déclaré M. Mitchell à son auditoire. "Les prix du pétrole canadien ont baissé davantage et plus rapidement que dans d'autres pays à cause des méthodes d'affichage des prix et d'achat des raffineurs canadiens."

Tandis qu'aux États-Unis, les raffineurs préconisaient généralement une politique d'affichage reconnaissant la nécessité de payer, pour le brut produit au pays, des prix correspondant aux prix du marché mondial, les raffineurs canadiens ont presque entièrement calqué leurs prix sur ceux du marché au comptant, lesquels sont les plus variables et les plus bas.

M. Mitchell a mentionné en guise d'exemple que l'AEC avait reçu plus tôt la même semaine 16,70 \$ par baril pour le brut de densité moyenne qui, si les raffineurs canadiens avaient offert les prix pratiqués par les raffineurs des États-Unis, aurait rapporté 20 \$ par baril, soit environ 20 % de plus.

"Notre propre pétrole est vendu au Canada à des prix qui concurrencent les prix obtenus par la vente à perte du pétrole provenant d'outre-mer", a déclaré M. Mitchell, attribuant en partie ce phénomène au nombre restreint d'acheteurs de pétrole brut au Canada et à l'absence d'une politique gouvernementale propre à corriger l'instabilité actuelle des prix.

"Nous réclamons l'adoption rapide de mesures propres à régler ce problème et nous demandons aux gouvernements de travailler avec les raffineurs canadiens afin d'élaborer des méthodes d'affichage des prix qui tiendront compte de la pleine valeur de notre produit sur le marché international et ce, le plus rapidement possible."

"Les résultats du premier trimestre ne sont encore que très provisoires, a rappelé M. Mitchell aux actionnaires, mais le fonds de roulement de l'AEC devrait s'établir à environ 75 % de sa valeur au premier trimestre de 1985. Les bénéfices s'établiront peut-être au tiers ou à la moitié des résultats obtenus pour la même période l'année dernière, avant postes extraordinaires.

Même si ces résultats sont le reflet d'une baisse moyenne de 58 % du prix du pétrole, M. Mitchell a rappelé que la société avait vendu des volumes records de gaz naturel au prix du marché et augmenté sa production de pétrole brut naturel de 300 %, c'est-à-dire 4 815 barils par jour de plus qu'au cours du premier trimestre de l'année précédente.

M. Mitchell a dit que l'AEC adapterait ses programmes d'investissements aux fonds de roulement disponibles mais il a rappelé que sa société compte actuellement sur un prix de 15 \$ US par baril pour le reste de l'année 1986 dans sa planification financière.

Avec une marge brute d'autofinancement de 200 millions de dollars, l'AEC procèdera à la prospection de gisements de très grande qualité et fera d'autres investissements qui devraient lui assurer un profit, malgré la situation actuelle des prix.

M. Mitchell a souligné qu'au cours du premier trimestre de 1986, sa société a franchi une étape importante : la fin de la période d'amortissement du projet Suffield, 11 années après son lancement. La société AEC sera ainsi en mesure de verser en 1987 le premier des trois paiements annuels de 10 millions de dollars prévus dans l'accord original d'achat du champ Suffield conclu avec le gouvernement de l'Alberta.

Le total des investissements à Suffield atteint actuellement environ 500 millions de dollars, les redevances payées au gouvernement de l'Alberta totalisent 230 millions de dollars et on a terminé le forage de plus de 3 300 puits de gaz naturel et de pétrole.

Selon M. Mitchell, la société AEC doit s'efforcer en 1986 de tirer profit de son excellente situation financière pour continuer à assurer sa croissance. Il a rappelé que les remboursements obligatoires de dettes pour les 4 prochaines années n'atteindront que 87 millions de dollars (soit environ 5 mois sur la marge brute d'autofinancement de 200 millions de dollars prévue pour 1986).

"Notre usine de panneaux de fibres de densité moyenne, située près de Whitecourt, et notre fabrique d'ammoniac, à Joffre, compte parmi les très rares projets actuellement en cours en Alberta qui contribuent à créer des emplois dans le domaine de la construction et des postes permanents d'exploitation, de déclarer M. Mitchell. L'usine de panneaux de fibres, dont la construction est presque terminée, est unique au Canada. Elle commencera à produire dès cet été.

"La fabrique d'engrais azotée, un projet conjoint d'AEC et de COMINCO, est maintenant parvenue à l'étape principale de la construction. Elle devrait commencer à produire en 1987.

"Nous avons beaucoup de pain sur la planche. Nous avons assuré nos employés qu'ils étaient à l'abri des mises à pied. En fait, à cause de notre programme et de nos réalisations de l'année dernière, nous avons dû augmenter légèrement le nombre de nos employés sur le terrain afin d'assurer une production rentable et le bon fonctionnement de nos opérations de transport par pipelines", de conclure M. Mitchell.

LE NOMBRE DE TOURS DE FORAGE EN EXPLOITATION TOMBE À 84

Le numéro de cette semaine du RIG LOCATOR ne relevait que 84 tours de forage en exploitation dans l'Ouest du Canada sur un total de 571. Il s'agit d'une baisse de 180 en 2 semaines.

L'enquête a dénombré 63 tours en exploitation en Alberta, 11 en Colombie-Britannique, 3 en Saskatchewan, aucune au Manitoba et 7 dans le nord du Canada. Au large de la côte est, 5 tours étaient en exploitation.

Pour ce qui est de la profondeur de forage, le taux d'utilisation le plus élevé est revenu aux catégories les plus profondes. Trente-trois des 83 tours de l'Ouest du Canada pouvant atteindre une profondeur supérieure à 3 701 m étaient en exploitation. À l'autre extrémité de l'échelle, seulement 9 des 176 tours atteignant de 1 851 à 2 450 m étaient en exploitation.

INVESTISSEMENT CANADA APPROUVE LA VENTE DE MAYNARD

L'achat de la MAYNARD ENERGY INC. de Calgary par la société AVALON CORPORATION de New York conclut l'an dernier a été approuvé par INVESTISSEMENT CANADA.

C'est le 29 octobre 1985 que la société Avalon, par l'intermédiaire d'une filiale de Toronto, la TINTAGEL ENERGY CORPORATION, achetait 75,4 % des actions en circulation de la MAYNARD OIL COMPANY à un prix de 6 \$ par action et acceptait de faire une offre d'achat immédiate...



**CIMARRON PETROLEUM LTD.**

2105, 520-5th Avenue S.W.  
Calgary, Alberta T2P 3R7  
Telephone : (403) 265-8900

Le 15 avril 1986

Comité sénatorial permanent de  
l'énergie et des ressources naturelles  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

Messieurs,

Nous nous adressons à votre comité dans l'espoir de vous sensibiliser à deux problèmes très graves. Le premier, et aussi le plus notoire, a trait à la réduction marquée des recettes provoquée par l'effondrement récent du prix du pétrole sur les marchés mondiaux et le deuxième concerne la commercialisation du pétrole brut.

Vous trouverez ci-joint une copie de notre rapport annuel de l'an dernier ainsi que de notre bilan le plus récent du troisième trimestre. Depuis sa mise sur pied en 1978, la société Cimarron a réussi à accroître sa production qui atteint maintenant plus de 1 000 barils de pétrole par jour et 3 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour, à partir de réserves dépassant 3 milliers de barils de pétrole et 20 milliards de pieds cubes de gaz naturel, et ce tout en demeurant pratiquement exempte de dettes.

La période qui s'amorce offre de nouvelles possibilités pour notre société, du fait que la majorité des producteurs indépendants éprouvent de graves difficultés financières. Cependant, si les conditions actuelles devaient persister, cela pourrait entraîner la perte d'un grand nombre de producteurs indépendants, dont la majorité sont des Canadiens, et ceux qui continueraient leurs activités se trouveraient alors à la merci de quelques grandes sociétés, pour la plupart étrangères. Une telle situation ne saura profiter qu'aux grandes compagnies et, si cela devait se produire, il faudrait des années avant de revenir à la situation actuelle. Nos gains à court terme pourraient très bien se traduire par des pertes à long terme pour nous et pour l'ensemble du pays.

Le premier problème sur lequel nous voulons attirer votre attention est celui de la baisse des recettes tirées du pétrole qui résulte de l'effondrement récent des prix. Par le passé, des milliards de dollars ont été prélevés des sociétés pétrolières sous forme d'impôts et de prix artificiels. En toute justice, il nous semble que l'établissement d'un prix plancher de 20 \$ US le baril, jusqu'à ce que les sommes prélevées soient réinvesties dans notre industrie, ne serait pas excessif. Après avoir rétabli un certain équilibre, il serait alors raisonnable de revenir aux prix mondiaux. À défaut d'une telle solution, l'établissement d'un prix plancher pour les 500 premiers barils produits chaque jour par une compagnie contribuerait sans doute sensiblement à assurer la viabilité d'un grand nombre de petits producteurs indépendants durant cette période difficile.

Le deuxième problème a trait à la commercialisation du pétrole brut. À notre avis, trois possibilités s'offrent.

1. Maintien du système actuel fondé sur des marchés primaires réglementés et des marchés libres supplémentaires. Bien que l'industrie ne se soit pas encore stabilisée, on constate toujours un grand nombre de pratiques déloyales. Sur les marchés primaires, des pressions anormales à la baisse sont exercées sur les prix et les quantités, ce qui force à écouler de plus en plus de produits sur les marchés supplémentaires non réglementés. Or si la tendance se maintient, cela pourrait bien entraîner l'élimination totale de la formule de répartition de la demande.
2. Élimination de la formule de répartition de la demande. L'élimination de cette formule sans avoir fait au préalable un examen approfondi de la situation pourrait entraîner un retour à la situation qui existait au Canada durant les années 50 et aux États-Unis durant les années 30. Les conglomérats pourraient transférer leurs profits au secteur aval du raffinage et détruire ainsi la situation concurrentielle des producteurs indépendants. Non seulement ces producteurs seraient-ils touchés par la baisse des prix, mais ils seraient également sensibles aux fluctuations du marché, pendant que les compagnies secondées par une raffinerie pourraient orienter davantage leurs activités sur le secteur de la production.
3. Réintégration d'un agent chargé d'acheter tout le pétrole brut et de le revendre au nom des producteurs. Un tel système permettrait de réduire les manipulations sur un marché qui diffère sensiblement de celui du gaz naturel. Le principal inconvénient d'un tel système vient du fait que cet agent de commercialisation serait peu incité à trouver de nouveaux marchés d'exportation.

#### Résumé

En résumé, la majorité des producteurs indépendants canadiens ont besoin d'une politique à court terme de soutien des prix.

De plus, l'élimination rapide de la formule de répartition de la demande, sans avoir effectué au préalable un examen approfondi, pourrait être catastrophique. Il existe sûrement une solution à ces problèmes; il faut toutefois s'accorder plus de temps pour observer la façon dont le secteur s'adaptera au système actuel et envisager toutes les répercussions des changements proposés.

Veillez agréer, Messieurs, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Président,

R. Pawliw

CIMARRON PETROLEUM LTD.

**EAGLE RESOURCES LTD.**

5th Floor, Deerfoot Junction #3, Suite 3500, 1212-31st Avenue N.E., Calgary,  
Alta. T2E 7S8 (403) 250-7123

Présentation au  
Comité sénatorial permanent de  
l'énergie et des ressources naturelles

Cette présentation a pour but d'attirer l'attention des membres du Comité sur la situation très difficile dans laquelle se trouvent les petits producteurs indépendants de pétrole de l'Ouest du Canada.

L'effondrement récent des prix mondiaux du pétrole a eu un effet dévastateur sur l'industrie pétrolière canadienne. Ainsi, pour bon nombre de producteurs, cette chute des prix, qui fait suite à une diminution plus graduelle bien que marquée des prix du gaz naturel, aura des effets désastreux.

Les petites sociétés indépendantes de prospection et de production se trouvent confrontées à un certain nombre de problèmes qui sans aucun doute ont été précipités par la chute des prix du pétrole.

Le retour à un marché "libre", dans le cadre de l'Accord de l'Ouest, a provoqué un bouleversement sur le marché pétrolier de l'Ouest du Canada. Ce marché est maintenant contrôlé par les grands producteurs et raffineurs, qui ont des employés spécialisés dans la commercialisation et qui ont accès à des installations de raffinage.

Le petit producteur indépendant, qui se spécialise dans la prospection du pétrole et du gaz naturel, est forcé de vendre sa production aux grandes compagnies qui ont des raffineries au Canada ou aux États-Unis, et ce à un prix inférieur au prix mondial. De leur côté, les grands producteurs, qui pour la plupart ont leurs propres centres de raffinage, ne sont nullement incités à maintenir des prix affichés équitables pour le pétrole brut. En effet, les pertes subies par leurs services de production sont plus que compensées par les profits supplémentaires générés par leurs services de raffinage et de commercialisation.

Le système classique de mise en marché du pétrole brut de l'Ouest canadien est un autre facteur qui nuit aux petits producteurs indépendants. Pendant nombre d'années, la formule de répartition de la demande a permis de maintenir un marché équitable. Cependant, il existe maintenant un marché supplémentaire alimenté par les ventes du disponible. Or le maintien de ce marché ne fera qu'accroître les iniquités dans la commercialisation du pétrole brut. Afin d'assurer la survie du secteur indépendant de notre industrie, nous devons éliminer le marché supplémentaire et inclure les ventes du disponible dans la formule actuelle de répartition de la demande.



Bien que la commercialisation du pétrole brut soit sous juridiction provinciale, les problèmes actuels en matière de mise en marché résultent de l'effondrement des prix mondiaux. Bon nombre de petits producteurs indépendants dépendent de sources externes de financement et ils doivent pouvoir compter sur le maintien d'une situation stable, ce que le gouvernement fédéral peut et doit offrir.

Diverses solutions provisoires ont été proposées par des groupes de pression représentant des associations telles que l'Association pétrolière du Canada et l'IPAC. Cependant, des centaines de petites sociétés indépendantes qui emploient jusqu'à 50 personnes directement et beaucoup plus indirectement dans les divers secteurs de l'industrie ne sont pas représentées par ces associations. Nous profitons donc de l'occasion qui nous est offerte pour exposer nos problèmes et nos vues.

Veuillez agréer, Messieurs, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Président,

R.J. Stuber

## CABRE EXPLORATION LTD.

Le 16 avril 1986

Comité sénatorial permanent de  
l'énergie et des ressources naturelles

À l'attention de l'honorable Earl A. Hastings, président

Monsieur,

Jusqu'au début de 1986, notre compagnie se réjouissait à la perspective de connaître l'année la plus active et la plus fructueuse de son histoire. Nous avions ainsi augmenté le nombre de nos employés ainsi que le budget des investissements et avions prévu l'exploitation d'au moins 27 nouveaux puits d'ici le milieu de 1986. Cependant, en mars, tous ces projets de prospection avaient été annulés et notre marge brute d'autofinancement avait diminué de 80 % par rapport au niveau prévu.

Les problèmes de notre société ne sont pas dus à un endettement élevé, à un échec des activités de prospection ou à des frais généraux trop élevés. Ils sont plutôt attribuables à la chute des prix mondiaux du pétrole ainsi qu'à la baisse encore plus marquée des prix du pétrole canadien à la tête du puits. Autre problème, ce n'est pas tout notre pétrole qui est mis en marché. La société avait prévu des dépenses annuelles d'environ 20 millions de dollars pour elle-même, ses investisseurs et ses associés. Cependant, au prix actuel moyen de 15 \$ CAN le baril à la tête du puits, non seulement nos investisseurs et nos associés sont-ils peu disposés à investir dans nos projets, mais les fonds nécessaires pour soutenir toute activité importante de forage sont devenus pratiquement inexistants. Pire encore, nous devons mettre à pied plus de la moitié de nos employés si la situation actuelle persiste.

La société Cabre appuie les efforts de l'IPAC, même si certaines des propositions mises de l'avant ne profiteront pas particulièrement à notre compagnie. D'autres groupements de la profession ont défini des priorités qui diffèrent de celles de l'IPAC. Cependant, tous semblent s'entendre au moins sur les trois points suivants :

- 1) Les producteurs doivent recevoir pour leur pétrole le même prix que si ce pétrole était acheté à l'extérieur du Canada, ce qui n'est pas le cas.
- 2) Les redevances et les impôts, y compris l'impôt sur les revenus pétroliers, constituent un fardeau excessif.

3) Il s'impose d'établir un système quelconque de stabilisation des prix.

Bien sûr, n'importe laquelle de ces mesures présenteraient des avantages, de la même façon qu'une réduction des taux d'intérêt, une dévalorisation de la devise canadienne ou une hausse des prix serait avantageuse. Cependant, aucune de ces mesures n'est susceptible de renverser les tendances d'investissement des trois derniers mois, car elles ne permettent pas d'obtenir les fonds discrétionnaires suffisants à court terme.

La société Cabre croit dans l'avenir de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel et elle aimerait attirer votre attention sur la note de service ci-jointe, qui propose un programme de prêts à l'industrie remboursables à même la production. Tout prêt, quel qu'il soit, ne peut être considéré que comme une solution temporaire et partielle. Un tel programme offre toutefois une solution rapide qui permettrait d'assurer le maintien des activités et du même coup des emplois. Si ces prêts étaient consentis, nous pourrions garder nos employés et remettre en branle nos plans de forage et de développement.

Notre industrie a lutté avec acharnement pour obtenir un certain degré de déréglementation et peu de producteurs souhaitent le retour d'une industrie réglementée. Néanmoins, pour bon nombre de nos collègues, un appui quelconque du gouvernement est essentiel à leur survie.

Veuillez agréer, Messieurs, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Président,

Harry B. Wheeler

CABRE EXPLORATION LTD.



**CABRE EXPLORATION LTD.****- NOTE DE SERVICE -**

OBJET : PRÊTS À L'INDUSTRIE : UNE SOLUTION PROVISOIRE

DATE : 14 AVRIL 1986

PRÉSENTÉE PAR : HARRY WHEELER

---

**HYPOTHÈSE**

L'objectif premier doit être le maintien des EMPLOIS dans les sociétés membres de l'IPAC et dans le secteur des services. La création d'EMPLOIS permettra d'améliorer les réserves et la base de production de notre industrie et, lorsque les prix augmenteront, d'accroître la rentabilité de l'industrie.

**CONCLUSION**

Les emplois ne pourront être maintenus que par la poursuite des activités de l'industrie, notamment dans le domaine du FORAGE; toute aide gouvernementale doit donc être axée sur les activités de forage. Cependant, pour poursuivre ces activités, les compagnies ont besoin de fonds discrétionnaires.

**RECOMMANDATION**

Les sociétés auraient le droit d'emprunter directement ou indirectement auprès des gouvernements pour le forage de puits. Ces fonds et les intérêts accumulés (s'il y a lieu) seraient remboursés à même les recettes nettes tirées de la production de ces puits. Cette dette serait secondaire à celle contractée envers les banques. Par ailleurs, il n'y aurait aucune déduction pour les frais généraux, les services de la dette ou les impôts, exception faite de l'impôt sur les revenus pétroliers, et aucun recouvrement des coûts irrécupérables, tels que ceux des terres ou de la prospection sismique. Pour être admissible il faudrait que la société soit active dans l'exploration pétrolière disons au 1<sup>er</sup> janvier 1986.

**COMMENTAIRES**

L'accroissement de la marge brute d'autofinancement ne signifie pas nécessairement que les emplois seront maintenus, surtout pour les compagnies endettées. De toutes les solutions proposées, l'IPAC envisage déjà une réduction des redevances et de l'impôt sur les revenus pétroliers, ainsi que la stabilisation des prix.

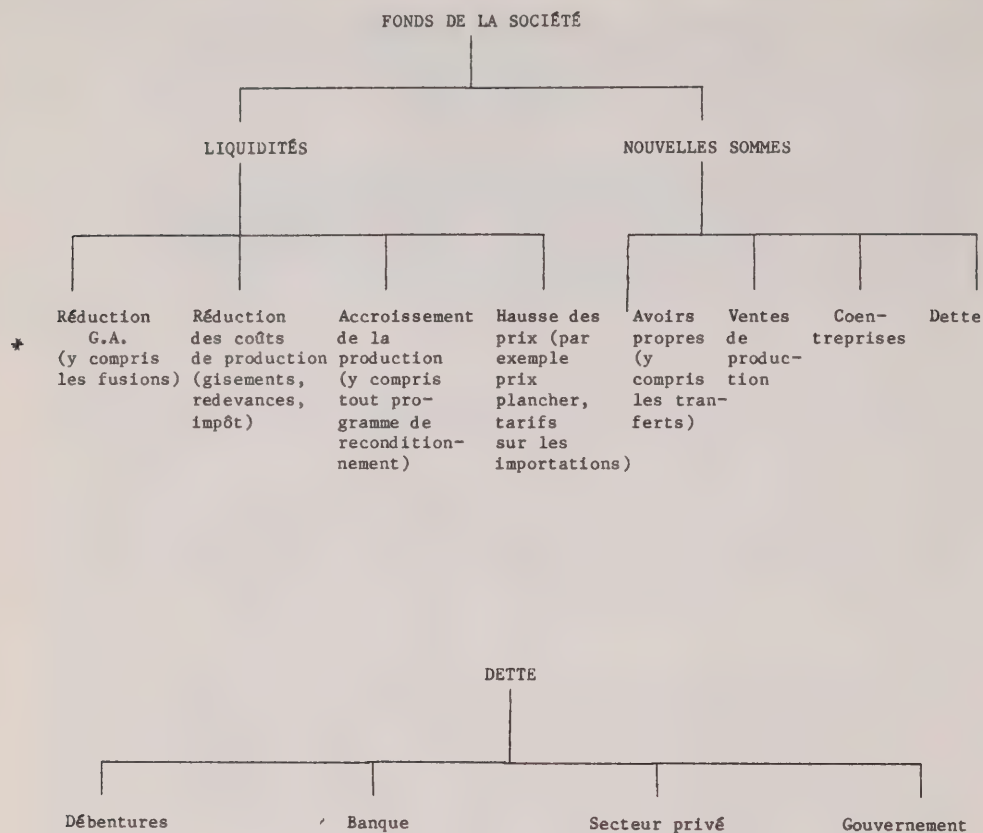
De même, l'augmentation de la production ne permettra pas nécessairement d'accroître les sommes destinées au forage et en fait cela nécessiterait l'injection de sommes nouvelles.

Les membres de l'IPAC doivent donc avoir accès à de nouveaux fonds. Le financement par actions sur toute base importante est impossible, de même que le financement par coentreprise, du moins avec le régime fiscal actuel. Par ailleurs, les produits seront probablement vendus à un prix moindre que le coût de remplacement des réserves.

Il ne nous reste donc plus d'autres choix que l'endettement. Peu d'établissements privés ou de banques seront disposés à prêter des sommes supplémentaires dans un tel contexte. Les principaux arguments à l'appui d'un programme de prêts du gouvernement sont les suivants : d'une part, les sociétés ne pourront tirer aucun avantage direct avant ou à moins d'avoir rembourser les sommes empruntées (contrairement aux subventions ou aux prêts liés au prix d'un produit), d'autre part le gouvernement (les contribuables) pourra recouvrer toutes les sommes investies sur les puits qui seront rentables.

---

HARRY B. WHEELER





## TRI LINK RESOURCES LTD.

Le 17 avril 1986

Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Ottawa, Canada

Messieurs,

Nous aimerions porter la présentation suivante à votre attention :

L'industrie pétrolière est importante pour le Canada car elle a permis de créer beaucoup d'emplois au pays et qu'elle peut continuer de le faire. Autre point tout aussi important, nous devons nous assurer que nous aurons suffisamment de pétrole pour satisfaire à nos besoins à moyen et à long termes. Nous ne devons pas nous fier aux excédents actuels de pétrole, car les principales sources d'approvisionnement en pétrole ne sont pas politiquement stables et que le monde occidental pourrait voir ses réserves de pétrole réduites à tout moment. Nous au Canada avons la possibilité de nous protéger contre ces risques, car nous pouvons produire plus de pétrole qu'il ne faut pour satisfaire à nos propres besoins.

Les prix actuels du pétrole permettent difficilement au Canada d'assurer son autosuffisance. D'une part, parce que la mise en valeur de certaines de nos réserves nationales ne constitue pas une entreprise attrayante sur le plan économique sur la base des prix actuels. D'autre part, le secteur de la production de l'industrie pétrolière a beaucoup moins d'argent à consacrer aux projets de développement; ainsi, même les projets qui pourraient être intéressants aux prix actuels ne peuvent être mis en oeuvre à cause d'un manque de fonds.

La solution véritable à long terme serait d'établir un prix nord-américain pour le pétrole tout comme l'OPEP tente d'établir un prix mondial du pétrole. Une telle mesure permettrait d'éliminer le contrôle exercé par les pays du Proche-Orient et aussi d'assurer la survie de l'industrie nord-américaine. Bien sûr, de nombreux problèmes restent à régler et il ne s'agit pas d'une mesure que le Canada peut adopter seul pour améliorer sur le champ la situation difficile dans laquelle se trouve l'industrie.

Cependant, une des mesures qui pourraient être prises immédiatement par le Canada pour aider à améliorer la situation serait de restreindre les importations de pétrole. Il est en effet improductif d'importer du pétrole étranger lorsque le quart de notre capacité de production dans l'Ouest canadien demeure inexploité. Cette sous-exploitation ne fait qu'intensifier les problèmes de liquidités auxquels fait face actuellement l'industrie. Dès que les installations de transport pourraient être utilisées à plein rendement, un relâchement des restrictions sur les importations pourrait être envisagé.

Une autre mesure à court terme serait d'accorder une subvention de 15 \$ CAN le baril sur les 2 000 premiers barils produits chaque jour par une compagnie. Cette subvention serait accordée à la condition que la société l'utilise pour le développement des réserves. À titre d'exemple, une société qui produit 2 000 barils par jour ou plus et qui consacre 50 000 \$ par jour au développement de réserves aurait droit à une subvention de 30 000 \$ par jour. Une autre compagnie qui aurait une production de 2 000 barils par jour mais qui ne consacrerait que 10 000 \$ par jour au développement des réserves n'aurait droit qu'à une subvention de 10 000 \$ par jour. Ces subventions devraient couvrir tous les coûts de développement, y compris les immobilisations corporelles et incorporelles, afin de profiter à tous les secteurs de l'industrie.

Bien sûr, il y a des risques que certains fassent un mauvais usage de ce programme. Toutefois, des règlements appropriés pourraient être adoptés pour empêcher les sociétés d'acheter des terrains dans le seul but d'atteindre immédiatement l'objectif de 2 000 barils par jour, ainsi que pour empêcher les partages sur toute autre négociation du genre. La capacité de production d'une société serait établie à la date prévue à partir des comptes rendus du gouvernement provincial et elle serait vérifiée par l'exploitant de la compagnie. L'objectif visé est d'inciter les bénéficiaires des subventions à développer leurs installations afin d'accroître leur production, plutôt qu'à acheter d'autres installations dans le seul but de recevoir les subventions maximales. Nous serions également en faveur de l'établissement d'un prix plancher de 20 \$ US le baril pour les 1 000 premiers barils produits chaque jour par une société; nous estimons toutefois qu'il ne s'agit pas d'une mesure suffisante pour stimuler l'activité dans l'industrie.

De tels programmes auraient pour effet d'assurer le développement des réserves de pétrole brut naturel canadien à un rythme modéré, durant cette période de perturbation des marchés. De cette façon, s'il se produisait une autre situation du genre, le Canada aurait des réserves plus que suffisantes pour satisfaire à ses besoins. De plus, cela permettrait d'assurer la survie du secteur des approvisionnements et des services, car les sociétés pétrolières continueraient d'avoir recours à ce secteur, même durant cette période difficile. Nous serions ainsi en mesure de conserver les emplois et de satisfaire à une pénurie future de pétrole au-delà de nos frontières, grâce au maintien du secteur des services et des approvisionnements.

Si le gouvernement n'intervient pas à ce moment, il est fort probable que le développement des réserves sera interrompu. Cela entraînera la disparition du secteur des approvisionnements et des services ainsi que la disparition éventuelle des producteurs indépendants canadiens. Or s'il se produisait à nouveau un bouleversement des marchés et une hausse des prix, nous n'aurions alors aucun moyen d'y faire face.

L'intervention du gouvernement pour nous aider à traverser cette période difficile est donc essentielle dans l'intérêt du Canada. Par ailleurs, nous sommes certains que les sociétés admissibles aux subventions de développement

seraient en faveur d'une telle politique. Les mesures exigées du gouvernement canadien permettraient d'assurer le maintien des disponibilités à long terme ainsi que la stabilité et la croissance de tous les secteurs de l'économie.

Veuillez agréer, Messieurs, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Président,

G.W. Burns

TRI LINK RESOURCES LTD.



WOOLLEY RESOURCES LTD.  
suite 608, Calgary House  
550-6th Avenue S.W.  
Calgary, Alberta T2P 0S2  
Canada

(403) 264-0565

Le 17 avril 1986

Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

Messieurs,

L'effondrement récent du prix du pétrole et la réduction marquée de notre marge brute d'autofinancement qui en a résulté m'incite à vous faire part de certaines des préoccupations générales quant aux effets à court et à long termes de cette situation sur les petits producteurs ainsi que sur l'ensemble du secteur pétrolier canadien.

Notre société est une compagnie privée qui embauche cinq employés et nos activités de forage sont concentrées principalement dans le sud-est de la Saskatchewan. Nos associés sont d'autres entreprises canadiennes privées et des particuliers (pour la plupart de la Saskatchewan) qui investissent de 2½ à 10 % du coût du puits. Au cours des quelques dernières années, nous avons foré et exploité entre 8 et 13 puits chaque année. Nous produisons environ 500 barils par jour, le tiers environ de cette quantité représentant la part qui revient à notre compagnie.

La plupart de nos activités de forage sont financées par des banques sur la base de nos réserves actuelles. Cependant, à cause du prix actuel du pétrole, la totalité ou la majeure partie de nos liquidités devront servir à rembourser ces emprunts et très peu pourra être consacré à d'autres activités. Nous croyons par ailleurs que bon nombre des petites sociétés privées qui ne financent pas leurs activités par l'émission d'actions se trouvent dans la même situation que nous.

Bien que la plupart des activités de forage dans le bassin sédimentaire peu profond de l'Ouest canadien ait, au cours des 10 à 15 dernières années, été générée par de petites sociétés comme la nôtre (privées et publiques), nous nous trouvons non seulement à court de liquidités, mais aussi à la merci des grandes sociétés intégrées qui peuvent maintenant orienter leurs activités, à nos dépens, sur l'achat, le raffinage et la vente au détail afin de rassurer leurs actionnaires. De plus, même si les petits producteurs essaieront sans doute de trouver une solution à ce problème et d'obtenir un prix équitable pour leurs produits, le contrôle qu'exercent actuellement les sociétés intégrées sur l'ensemble de l'industrie est tel que cette tâche semble impossible sans l'aide du gouvernement.

Voici un exemple des situations qui suscitent notre frustration; durant le mois de février 1986, notre société a reçu en moyenne 3 \$ CAN le baril de pétrole de moins qu'un producteur particulier de l'Ouest du Texas. Or la majeure partie du

pétrole produit dans ces deux régions est écoulee sur le même marché (celui de Chicago - Minneapolis); cependant, même si le pétrole de l'ouest du Texas était vendu localement, cet écart serait encore difficile à expliquer. Qui plus est, au cours du même mois, notre capacité de production a été réduite d'environ 40 % à cause d'une "pénurie de marchés"; cependant, à la fin du mois, au cours d'une vente du disponible à la compagnie Murphy Oil, on nous a offert un prix de 30 % inférieur aux prix affichés pour les produits provenant de nos installations fermées. Dans le cadre du nouveau système de commercialisation "libre", une poignée d'acheteurs-raffineurs sont semble-t-il rapidement mis au courant de la situation des petits producteurs et ils savent en profiter pleinement.

Afin d'assurer la survie des petits producteurs au Canada et de leur permettre de trouver les quantités considérables de pétrole brut naturel qu'il reste encore à exploiter dans l'Ouest canadien et de créer des emplois, nous proposons les recommandations générales suivantes :

- 1) L'établissement d'un prix plancher provisoire de 20 \$ US le baril pour le pétrole brut naturel extrait de tout nouveau puits (nous de l'Ouest savons très bien que les politiques du gouvernement canadien prévoient l'établissement d'un prix plafond si les prix deviennent trop élevés).
- 2) Il faut assurer une certaine réglementation des raffineries canadiennes et des acheteurs de pétrole brut afin d'assurer l'utilisation maximale du pétrole canadien à des prix concurrentiels. Sans aucune réglementation, le quasi-monopole qu'exercent les acheteurs de pétrole brut et les raffineurs contribuera à l'épuisement des sommes investies pour l'exploration des réserves de pétrole brut naturel qui nous restent. Or il n'est pas logique que les grandes sociétés, qui doivent tenter de trouver de plus grandes réserves, combient le vide qui sera créé. La situation actuelle des raffineurs au Canada ne diffère pas beaucoup de celle des compagnies d'électricité et des principaux constructeurs de pipelines, du fait qu'un petit nombre de ces compagnies, si elles sont laissées sans surveillance, peuvent dicter l'orientation future de l'exploration pétrolière et gazière au pays. C'est la découverte de ressources supplémentaires qui sera le plus rentable pour le Canada à long terme; cependant, dans les conditions actuelles, la transformation et la commercialisation sont les deux seules sources de profits.
- 3) À long terme, le Canada doit envisager la possibilité d'adhérer à une politique énergétique nord-américaine pour se protéger contre les grandes fluctuations des prix et la pénurie des approvisionnements. Bien que les sociétés de pétrole et de gaz soient généralement considérées comme des entrepreneurs et des tenants de la libre entreprise qui n'apprécient guère les contrôles, très peu d'entre nous pouvons même essayer de lutter contre le contrôle qu'exercent l'OPEP et les sociétés intégrées sur les approvisionnements et la commercialisation du pétrole mondial.

Veuillez agréer, Messieurs, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Président,

F.L. WOOLLEY

WOOLLEY RESOURCES LTD.

**BOPETE RESOURCES LTD.**

Le 17 avril 1986

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

Messieurs,

Durant la période qui s'est écoulée entre la présentation du Programme énergétique national en 1980 et sa mise à jour en mai 1982, un collègue et moi-même, au nom de la Zephyr Resources Ltd. et de cent cinquante-sept petites sociétés pétrolières et gazières canadiennes, avons eu plusieurs rencontres à Ottawa avec le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, le sénateur Bud Olson, des députés de toutes les régions du Canada ainsi que des hauts fonctionnaires du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et du ministère des Finances.

Nous avons alors insisté sur les effets négatifs qu'avait le Programme énergétique national sur les petits producteurs indépendants canadiens. Notre principal objectif à cette époque était de renseigner les chefs décisionnaires sur les points suivants :

- a) ce qu'est une petite société indépendante canadienne engagée dans la prospection du pétrole et du gaz;
- b) l'objectif de ce secteur dans l'ensemble de l'industrie du gaz et du pétrole;
- c) la différence principale entre les petites, moyennes et grandes compagnies.

\* L'article ci-joint de Dunnery Best qui est paru dans le Financial Post du 12 juin 1982 traite de ces points.

Des centaines de petites sociétés de prospection canadiennes se spécialisent dans le forage de gisements à risques faibles ou moyens dans l'ouest du Canada, lesquels gisements produisent habituellement de 10 à 50 barils par jour, dans le cas du pétrole, ou jusqu'à un million de pieds cubes par jour pour ce qui est du gaz naturel. Or compte tenu du prix actuel du pétrole brut il est devenu peu rentable de continuer le forage de ces gisements. Malheureusement, la fermeture de ces puits entraînera la perte d'emplois et signifiera que le Canada devra importer des quantités de pétrole brut équivalentes à celles qui étaient auparavant produites au Canada, ce qui n'est pas dans l'intérêt du pays.

L'honorable Marc Lalonde et ses fonctionnaires ont écouté et ont compris ce que nous avions à dire et ils ont agi de façon honnête. Le ministre a reconnu qu'au moins 60 % des puits forés dans l'ouest canadien depuis 1974 l'avaient été par de petites sociétés canadiennes. Cette situation n'a pas changé. Les faits sont là pour le prouver; nous sommes le moteur de l'industrie.



La mise à jour du Programme énergétique national nous a fourni la preuve que les chefs décisionnaires avaient compris notre message, car des changements avaient été apportés pour venir en aide aux petites sociétés canadiennes. En fait, par ces mesures, le gouvernement a obtenu le meilleur rendement pour ses investissements et au cours des années qui ont suivi, tous les Canadiens ont profité des changements apportés.

Il semble inévitable que nous devrons à nouveau reprendre ce processus d'information auprès des députés, des sénateurs et des bureaucrates. Notre survie en dépend.

Il nous faut toutefois tirer certaines choses au clair. Les sociétés telles que Nova, Aberford, Husky, Alberta Energy, Canadian Hunter, Canterra ne sont pas de petites compagnies indépendantes et il ne faut pas croire que leurs besoins correspondent à ceux des petites sociétés. Même l'IPAC, qui regroupe les compagnies précitées, ne peut et ne doit pas prétendre parler au nom des centaines de petites compagnies qui ne sont pas membres de cette association.

L'effondrement rapide des prix du pétrole cette année a eu des effets dévastateurs sur les petites sociétés de prospection canadiennes, les fournisseurs et les secteurs des services, ainsi que les sociétés de forage et les compagnies de prospection géophysique; de plus, les usines de fabrication du centre du Canada ont vu leurs commandes de tuyaux, d'acier, de valves, de systèmes de commande, de pompes, de compresseurs, etc. diminuer et de nombreux emplois risquent d'être perdus. Nous en avons assez. Cependant, la situation pourrait encore s'aggraver. Le projet de déréglementation du gaz naturel qui a été proposé pour le 1<sup>er</sup> novembre 1986 sonnera le glas des petites sociétés canadiennes. Il faut donc retarder la déréglementation du gaz naturel.

Le résumé présenté le 21 août 1985 par le président Earl Hastings donne une représentation faussée de notre secteur de l'industrie pétrolière. Il ne fait aucun doute à mon esprit que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles ne comprend pas qui nous sommes et quel est notre rôle dans l'industrie. En bref, le résumé et les recommandations qui ont été présentés sont à bien des points de vue injustes pour notre secteur. Il est vrai que l'ignorance donne lieu à l'iniquité.

Afin de garder notre industrie active, il est nécessaire que les deux paliers de gouvernement établissent un prix plancher provisoire de 20 \$ US le baril pour les 500 premiers barils de pétrole produits chaque jour par une société (y compris les sociétés affiliées) ou un particulier. C'est la seule mesure qui permettra d'assurer la survie de notre secteur.

Il s'agit là d'une question d'intérêt national. Il est maintenant temps d'agir.

Veuillez agréer, Messieurs, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Président,

Peter Aubry

BOPETE RESOURCES LTD.

THE FINANCIAL POST

Le 12 juin 1982

NISE À JOUR DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL - LE LOBBYING DES PETITES SOCIÉTÉS PÉTROLIÈRES A PORTÉ FRUIT

Présentation du programme énergétique national II - Voilà un titre qui a suffi à semer la crainte dans l'esprit des producteurs de pétrole de Calgary. Cependant, en dépit de sa couverture rouge, la mise à jour du Programme énergétique national de 1982 a été bien accueillie par les petites sociétés de pétrole qui considèrent que ce document marque un tournant, Ottawa ayant finalement réalisé que l'industrie se composait de petites, moyennes et grandes entreprises et que chacun de ces intervenants avaient un rôle unique à jouer.

Proportionnellement, ce sont les petits intervenants qui profiteront le plus de cette mise à jour grâce à l'exemption de 250 000 \$ de l'impôt sur les revenus pétroliers, ce qui représente 900 millions des 2 milliards de dollars prévus au poste des avantages. Pour les petites sociétés, c'est-à-dire celles dont l'actif se chiffre entre 10 et 50 millions de dollars sur la base d'un facteur d'actualisation de 15 %, cela pourrait se traduire par une augmentation de 15 à 18 % de leurs gains. Les autres modifications qui ont été apportées, notamment en ce qui a trait à l'impôt sur les revenus pétroliers supplémentaires et à l'entrée en vigueur anticipée du prix de référence du nouveau pétrole, profiteront également aux petites sociétés, mais leurs effets seront moindres pour les compagnies à faible revenu.

Ce sont toutefois les producteurs indépendants qui se réjouissent le plus du changement d'attitude d'Ottawa. Une association représentant 157 petites sociétés s'est en effet rendue à Ottawa pour exercer des pressions auprès des fonctionnaires fédéraux de l'énergie afin que des changements soient apportés aux mesures fiscales et aux méthodes de fixation des prix, et Ottawa a écouté. La réduction de l'impôt sur les revenus pétroliers est la preuve qu'il existe véritablement une relation de cause à effet.

Voici un autre exemple qui témoigne de l'amélioration des liaisons. La semaine dernière, soit deux jours après la présentation en chambre de la mise à jour du Programme énergétique national par le ministre de l'Énergie, M. Marc Lalonde, des fonctionnaires du ministère de l'Énergie sont venus à Calgary pour sonder la réaction de l'industrie. Cette délégation était composée de M. Len Good, qui remplaçait M. Edmund Clark (Sous-ministre adjoint principal de l'Énergie, reconnu comme étant l'architecte du Programme énergétique national et actuellement en congé pour vivre en France). M. Good occupe actuellement le poste de directeur général du Secteur de l'analyse de la politique énergétique. Il était accompagné de David Holland, directeur intérimaire de la Direction de l'analyse financière fiscale.

La délégation fédérale a rencontré des représentants de l'Independent Petroleum Association of Canada (IPAC), laquelle s'est dite insatisfaite du contenu du nouveau programme, ainsi que des représentants de l'Association pétrolière du Canada qui partage les mêmes vues que l'IPAC. Ottawa commence à montrer des signes d'impatience face à ces organismes.

Les délégués fédéraux ont également rencontré des représentants des 157 petites sociétés regroupées en association, que l'on tend de plus en plus à reconnaître comme étant un troisième secteur de l'industrie pétrolière. Parmi les membres qui ont été rencontrés, mentionnons Uldis Upitis, président de la Pancontinental Oil Limited, Ernest Braithwaite, vice-président de la Cherokee Resources Ltd., Eric Gronberg, président de la Westgrowth Petroleum Ltd., Hoyer Caine, président de la Kananergy Ltd., Jack McManus, président de la Zephyr Resources Ltd. et Peter Aubry, un des directeurs de cette dernière compagnie.

"Le fait de faire du lobbying au nom de 157 compagnies nous a permis de recueillir des centaines de millions de dollars, a déclaré M. Aubry, l'un des principaux investigateurs de ce regroupement. En permettant ainsi aux sociétés de prospection et de développement de poursuivre leurs activités, nous donnons à Ottawa l'occasion de tirer le meilleur rendement de ses investissements."

Malgré cela, la mise à jour du programme énergétique national n'a eu que peu d'effets sur la bourse des valeurs immobilières, ce que les petites sociétés considèrent comme un élément essentiel à l'accroissement continu des activités. Elles blâment l'attitude négative de l'IPAC et des sociétés d'investissement pour cette situation.

"Si nous n'avions pas présenté nos vues indépendamment de l'IPAC, nous n'aurions pas obtenu ce qu'offre le nouveau programme, ajoute M. Upitis. Il est essentiel que nous formions notre propre organisation et que nous fissions connaître nos vues à l'ensemble du pays. Nous représentons un secteur rentable. Nous devons informer les sources habituelles de capitaux - médecins, dentistes, avocats ... qu'il est temps d'agir." MM. Upitis et Aubry et leurs associés soulignent les changements qui ont été apportés au cours de la dernière année afin d'améliorer leur situation financière, notamment l'établissement des prix mondiaux pour le pétrole nouveau, le crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances (d'une valeur pouvant atteindre jusqu'à 4 millions de dollars), la réduction de l'impôt sur les revenus pétroliers, les subventions accordées dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier pour l'exploration des terres provinciales et fédérales, les subventions aux industries des services de l'Alberta et enfin, mesure probablement la plus importante, l'accroissement imminent des exportations de gaz naturel aux États-Unis.

À l'heure actuelle, le principal obstacle à la poursuite des activités de prospection est le coût élevé de l'argent, tant pour les nouveaux emprunts que pour les dettes existantes. Les sociétés qui ont contracté des dettes au cours des dernières années s'attendaient à les rembourser avec les capitaux de risque, mais la hausse des taux d'intérêt a perturbé les marchés des capitaux.

Dunnery Best, Calgary



STONE PETROLEUMS LTD.

Le 17 avril 1986

Monsieur Joe Mercier, président  
Universal Explorations Ltd.  
10<sup>e</sup> étage, 736, 8<sup>e</sup> Avenue Sud-Ouest  
Calgary (Alberta)  
T2P 1H4

Monsieur,

La société Stone désire vous faire part de son point de vue au sujet des politiques énergétiques du Canada.

L'instabilité actuelle de notre industrie est ce qui fait du tort aux petites sociétés. Le fait que les gouvernements attendent que la situation se stabilise pour ensuite adopter des politiques à long terme cause un tort énorme à l'infrastructure des petites sociétés. Le gouvernement devrait plutôt essayer de stabiliser la situation à court terme pour que, lorsqu'un nouvel équilibre sera atteint dans le secteur énergétique, il soit encore possible d'adopter des politiques qui tiendront compte des petites sociétés canadiennes. Le bouleversement du marché à court terme est nuisible pour tous les secteurs de l'économie.

Le secteur canadien de l'industrie pétrolière est celui qui est le plus sensible aux conditions actuelles. La mise sur pied de ce secteur, qui est l'un des objectifs de notre pays depuis les sept dernières années, a nécessité l'injection de sommes considérables. Or, les progrès qui ont été faits jusqu'à maintenant dans ce domaine pourraient bien être annulés si le gouvernement attend que la situation ne se stabilise d'elle-même, car cela pourrait prendre encore un certain temps.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Vice-président,

David Wolf

SORREL RESOURCES LTD.

Le 18 avril 1986

Monsieur Joseph A. Mercier  
Universal Explorations Ltd.  
10<sup>e</sup> étage, 736 - 8<sup>e</sup> Avenue Sud-ouest  
Calgary (Alberta)  
T2P 1H4

Monsieur,

En prévision de votre rencontre la semaine prochaine avec le Comité sénatorial de l'énergie, j'aimerais vous faire part de ce qui suit.

La Sorrel Resources Ltd. est une société indépendante de prospection et de production. En 1985, la société a embauché 16 Canadiens, a géré des dépenses de plus de 15 millions de dollars pour l'exploration et le développement dans l'ouest Canadien et a accru ses réserves nettes de plus de 600 000 barils de pétrole et de 30 milliards de pieds cubes de gaz naturel, à un coût de moins de 1 \$ le baril. Sorrel est une société d'exploration compétente et rentable; cependant, les méthodes actuelles de fixation des prix et de commercialisation au Canada menacent grandement l'avenir de notre société et celui de nos employés.

La chute récente et incontrôlée du prix du pétrole a totalement détruit la confiance des investisseurs dans l'industrie pétrolière canadienne et nord-américaine. Aussi longtemps que pèsera sur l'industrie la menace d'autres chutes futures des prix, les investisseurs ne regagneront pas confiance et les sommes considérables dont nous avons besoin pour assurer l'autosuffisance future du Canada ne seront pas investies. De plus, si la situation actuelle se poursuit, les milliards de dollars des contribuables qui ont été versés sous forme de subventions et de stimulants fiscaux pour assurer l'autosuffisance énergétique du pays auront été perdus, nous deviendrons rapidement un importateur net de pétrole et les Canadiens se trouveront totalement à la merci de toute escalade future des prix décrétée par l'OPEP.

À l'heure actuelle, le Canada exporte environ 20 % des 1 500 000 barils de pétrole que nous produisons chaque jour. Cependant, l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta estime que d'ici l'an 2000, notre capacité de production de pétrole brut naturel aura diminué de 50 % par rapport au niveau actuel. Sans le développement de nouvelles réserves, le Canada sera forcé d'importer de 400 000 à 500 000 barils de pétrole par jour d'ici 14 ans.

Les nouvelles réserves que le Canada peut développer sont de deux types. Le Canada possède de vastes réserves de pétrole dans ses régions éloignées partiellement explorées, ses sables bitumineux et ses gisements de pétrole lourd. Malheureusement, le développement de ces réserves nécessite un long délai d'exécution, l'investissement de sommes considérables, le maintien d'un secteur pétrolier sain et la capacité de prévoir les mesures fiscales et les prix futurs qui seront établis par le gouvernement.

Les coûts d'exploitation des mégaprojets actuels sur les sables bitumineux ont récemment été évalués à 17 \$ le baril. Par ailleurs, selon certains observateurs, la mise en production d'Hibernia coûterait entre 18 et 22 \$ le baril. Cependant, sur la base des prix actuels, le développement de nouveaux mégaprojets sur les sables bitumineux et la prospection de nouveaux gisements comme celui d'Hibernia n'a aucun sens sur le plan économique.

Les grandes sociétés pétrolières multinationales contrôlent à la fois la grande majorité des sites d'exploration ainsi que des sites possibles pour le développement de mégaprojets sur les sables bitumineux. Cela n'a rien de surprenant, car ces sociétés possèdent les ressources financières nécessaires pour se lancer dans l'exploration et les mégaprojets et qu'elles ont besoin de nouvelles réserves pour assurer leur production et leur croissance. La plupart des multinationales ont à coeur les intérêts du Canada. Cependant, ces sociétés se préoccupent principalement de réaliser des profits et non d'assurer l'autosuffisance du Canada ou de protéger la population canadienne. Toutes choses égales d'ailleurs, les multinationales développeront des réserves de pétrole synthétique au Canada lorsque à leur avis, elles pourront en tirer des profits raisonnables. Si elles ne peuvent s'attendre à réaliser de tels profits avant l'an 2000, elles ne commenceront le développement qu'à ce moment et il faudra environ 10 ans avant que celles-ci n'entrent en service. Reste à savoir si une telle situation qui encourage pleinement la libre entreprise pour le développement des ressources naturelles sera dans le meilleur intérêt à long terme de la population canadienne, laquelle aura à payer pour les importations futures de pétrole.

Bien que la vente des disponibilités internationales de pétrole au prix actuel ne puisse être qualifiée de dumping au sens propre du terme, il ne fait aucun doute que la formule actuelle de fixation des prix du pétrole constitue une forme d'exploitation qui a été organisée par l'Arabie Saoudite dans le but précis d'empêcher la pratique de prix élevés sur le marché. D'autres industries beaucoup moins essentielles sont protégées contre ce genre de situation par les droits prélevés sur les importations.

Bien qu'il n'y ait eu que deux découvertes importantes de pétrole brut naturel dans l'Ouest Canadien au cours des dernières années (Rainbow et W. Pembina), il reste encore des quantités considérables de pétrole brut naturel récupérable à découvrir. Au cours des dernières années, les petits producteurs indépendants canadiens ont été le moteur de l'exploration des réserves de pétrole brut naturel dans l'Ouest canadien. Cela n'a rien de surprenant, car la taille des gisements de pétrole qui peuvent encore être trouvés régulièrement dans l'Ouest



canadien (100 000 à 500 000 barils) est plus que suffisante pour offrir aux petites sociétés des possibilités de croissance; elle est toutefois insuffisante pour les grandes sociétés qui doivent s'attaquer à des projets de plus grande envergure. En outre, les sociétés plus petites n'ont pas les infrastructures coûteuses qui rendent non rentable l'exploitation de 30 à 50 barils de pétrole par jour. Tout comme le Canada a besoin d'un groupe de grandes sociétés pour assurer l'autosuffisance du pays par l'exploration des zones éloignées et le développement de mégaprojets, de même a-t-il besoin des petits producteurs indépendants pour continuer l'exploration et le développement des réserves de pétrole brut naturel du Canada qui diminuent rapidement.

Les petits producteurs indépendants ont réinvesti plusieurs fois leurs fonds autogénérés dans de nouveaux projets d'exploration et de développement. Pour ce faire, ils ont dû compter sur des sources externes d'investissements. Même si les prix du pétrole revenaient sous peu à 20 \$ US le baril, la crainte d'une nouvelle chute incontrôlée des prix dans un secteur non réglementé empêchera dans un avenir rapproché tout nouvel investissement externe dans le secteur indépendant. Or, cette baisse des investissements entraînera à la fois une réduction sensible des activités d'exploration et de développement dans l'Ouest du Canada et l'épuisement rapide des réserves de pétrole brut naturel du Canada.

Il faut qu'un prix plancher pour le pétrole soit établi au Canada, afin que les investisseurs regagnent confiance dans l'exploration du pétrole brut naturel de l'Ouest canadien et dans le développement de nouvelles réserves de pétrole synthétique et qu'ils soient prêts à investir les sommes nécessaires lorsque nous en aurons besoin. Or, c'est maintenant que nous avons besoin de ces investissements.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Président,

D. Speirs

---













If undelivered, return **COVER ONLY** to:  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,  
retourner cette **COUVERTURE SEULEMENT** à:  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

10:30 a.m.

*From Esso Petroleum Canada:*

Mr. G. H. Thomson, President;  
Mr. Roger Purdie, Vice-President, Marketing;  
Mr. Don Penrose, Vice-President, Planning and Administration.

### AFTERNOON MEETING

2:30 p.m.

*From Texaco Canada Inc.*

Mr. Stuart J. Walker, Senior Vice-President;  
Mr. Colin C. Wild, General Manager, Supply and Distribution;  
Mr. Douglas W. Maddock, Federal Government Relations.

*From Texaco Canada Resources:*

Mr. Neal H. Eggen, Senior Vice-President.

10 h 30

*D'Esso Ressources Canada Limitée:*

M. G. H. Thomson, président;  
M. Roger Purdie, vice-président, marketing;  
M. Don Penrose, vice-président, planification et administration.

### SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI

14 h 30

*De Texaco Canada Inc.:*

M. Stuart J. Walker, vice-président principal;  
M. Colin C. Wild, directeur général, Approvisionnement et distribution;  
M. Douglas W. Maddock, directeur, relations avec le gouvernement fédéral.

*De Texaco Canada Resources:*

M. Neal H. Eggen, vice-président principal.





First Session  
Thirty-third Parliament, 1984-85-86

Première session de la  
trente-troisième législature, 1984-1985-1986

## SENATE OF CANADA

---

## SÉNAT DU CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du Comité sénatorial  
permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

---

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

---

Monday, May 5, 1986

Le lundi 5 mai 1986

**Issue No. 26**

**Fascicule n° 26**

**Twenty-fourth Proceedings on:**

**Vingt-quatrième fascicule concernant:**

**The National Energy Program**

**Le Programme énergétique national**

**WITNESSES:**  
**(See back cover)**

**TÉMOINS:**  
**(Voir à l'endos)**



THE STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*

The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (or Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (or Doody)

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

LE COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings,

*Vice-président:* L'honorable R. James Balfour

Les honorables sénateurs:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (ou Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (ou Doody)

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Tuesday, December 18, 1984:

"The Honourable Senator Hastings moved, seconded  
by the Honourable Senator Petten:

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to review all aspects of  
the National Energy Program, including its effects on  
energy development in Canada;

That the papers and evidence received and taken on the  
subject and the work accomplished during the Second  
Session of the Thirty-Second Parliament be referred to  
the Committee;

That the Committee be authorized to meet during an  
adjournment of the Senate;

That the Committee have power to adjourn from place  
to place within Canada for the purposes of this review;  
and

That the Committee be empowered to engage the ser-  
vices of such counsel and technical, clerical and other per-  
sonnel as may be required for the above-mentioned pur-  
pose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mardi 18 décembre  
1984:

«L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par  
l'honorable sénateur Petten,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les  
aspects du Programme énergétique national, y compris ses  
répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet  
et les travaux accomplis au cours de la deuxième session  
du trente-deuxième Parlement soient déférés au comité;

Que le Comité soit habilité à siéger au cours d'un ajour-  
nement du Sénat;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour  
les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du per-  
sonnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir  
besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*



## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, APRIL 29, 1986  
(51)

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day, at 12:15 p.m., this day, *in camera*, the Chairman, the Honourable Senator Thomas H. Lefebvre presiding pursuant to Committee Resolution dated December 13, 1984.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Doody, Hays and Lefebvre. (4)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

Messrs. Dean Clay and Lawrence Harris made a statement and answered questions.

At 12:58 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

MONDAY, MAY 5, 1986  
(52)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 10:00 a.m. this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Balfour, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre and Lucier. (6)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

*Witnesses:*

*From Husky Oil Limited:*

Mr. Arthur R. Price, President;

Mr. J. Tom Graham, Manager, Heavy Oil Engineering, Heavy Oil Division;

Mr. D. O. Gurel, Manager, Production.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

The witnesses made a statement and answered questions.

At 12:25 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 29 AVRIL 1986  
(51)

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 12 h 15, à huis clos, sous la présidence de l'honorable sénateur Thomas H. Lefebvre, conformément à une résolution du Comité en date du 13 décembre 1984.

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Doody, Hays, et Lefebvre. (4)

*Également présents: Du bureau de recherche du Comité:* M. Dean Clay (science et technologie); M. Lawrence Harris (économie). *Du bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est ordonné:—Que le Comité se réunisse à huis clos.

MM. Dean Clay et Lawrence Harris font une déclaration et répondent aux questions.

A 12 h 58, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE LUNDI 5 MAI 1986  
(52)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 10 heures sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings, (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Balfour, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre et Lucier. (6)

*Également présents: Du bureau de recherche du Comité:* M. Dean Clay (science et technologie); M. Lawrence Harris (économie). *Du bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Également présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

*Témoins:*

*D'Husky Oil Limited:*

M. Arthur R. Price, président;

M. J. Tom Graham, gérant, Ingénierie du pétrole brut, division du pétrole brut;

M. D. O. Gurel, gérant, production.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'examen de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Les témoins font une déclaration et répondent aux questions.

A 12 h 25, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

## AFTERNOON MEETING

(53)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources resumed its meeting at 2:00 p.m. this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre and Lucier. (7)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

*Witnesses:**From Petro-Canada Inc.:*

Mr. R. J. Mayo, President, Petro-Canada Products Division;  
Mr. G. N. Beauregard, Senior Vice-President, Eastern Region, Petro-Canada Products Division;  
Mr. W. R. Twiss, Vice-President, Corporate Planning, Petro-Canada Inc.;  
Mr. J. F. Bechtold, Senior Director, Supply Co-ordination, Petro-Canada Products Division.

*From Ultramar Canada Inc.:*

Mr. L. D. Woodruff, Chairman of the Board.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

The witnesses from Petro-Canada Inc. made a statement and answered questions.

At 4:00 p.m. the Committee adjourned for a brief period and at 4:08 p.m. the sitting was resumed.

The witness from Ultramar Canada Inc. made a statement and answered questions.

The Honourable Senator Lucier moved that the documents submitted to the Committee by Ultramar Canada Inc. be published as an appendix to the proceedings of the Committee (see Appendix "ENR-26-A").

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative.

At 4:58 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI

(53)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 14 heures sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings, (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre et Lucier (7).

*Également présents:* Du bureau de recherche du Comité: M. Dean Clay (science et technologie); M. Lawrence Harris (économie). Du bureau du président: M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Aussi présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

*Témoins:**De Petro-Canada Inc.:*

M. R. J. Mayo, président, produits Petro-Canada;  
M. G. N. Beauregard, vice-président principal, région de l'est, Produits Petro-Canada;  
M. W. R. Twiss, vice-président, planification générale, Petro-Canada Inc.;  
M. M. J. F. Bechtold, directeur divisionnaire principal, Coordination de l'approvisionnement, Produits Petro-Canada.

*De Ultramar Canada Inc.:*

M. L. D. Woodruff, président du conseil d'administration.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Les représentants de Petro-Canada font une déclaration et répondent aux questions.

A 16 heures, le comité suspend ses travaux pour une courte pause. La séance reprend à 14 h 08.

Le représentant d'Ultramar Canada Inc. fait une déclaration et répond aux questions.

L'honorable sénateur Lucier propose que les documents présentés au Comité par Ultramar Canada Inc. figurent en annexe aux délibérations du Comité (voir appendice «ENR. 26A»).

La motion, mise aux voix, est adoptée.

A 16 h 58, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

## EVIDENCE

Ottawa, Monday, May 5, 1986

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 10 a.m. to review all aspects of the National Energy Program including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings (Chairman)** in the Chair.

**The Chairman:** Today we are continuing our petroleum marketing study. We have with us Mr. Arthur Price of Husky Oil Ltd. Husky represents one of the major producers of heavy oil in Canada, one of our most valuable future resources. Mr. Price, it is in that light that we have asked you to come before us to share your views. As an old friend, we welcome you back and look forward to our discussion this morning.

I understand you have an opening statement. If you would like to introduce the witnesses you have with you and make your statement, then we will have a discussion further to that statement.

**Mr. Arthur R. Price, President, Husky Oil Limited:** With me are Mr. Doug Gurel, Manager of Production, Conventional and Heavy Oil, Husky Oil, and Mr. Tom Graham, Manager of the engineering and geological dimensions of the company.

I would like to thank the Senate Standing Committee on Energy and Natural Resources for this opportunity to appear before you. The company is active in essentially every dimension of the Canadian petroleum business.

We have a long history in heavy oil and *in situ* heavy oil recovery. We are also aggressively involved in the east coast frontier exploration and the Beaufort. Of course, we have a significant downstream exposure mainly focused in Ontario and western Canada. So we are involved in essentially every dimension of the Canadian petroleum business.

We have a widely held private sector control shareholder, Nova Corporation. The remainder of our ownership resides with the public. It makes us unique as a Canadian company to be involved in all those dimensions of the petroleum business.

I passed on some preliminary comments last Friday which were meant to open debate on the wider energy policy issues and to raise the understanding, which I think sometimes gets lost, of the linkage between gasoline and diesel fuel prices and the actual cost of producing petroleum in the first place. One of the interesting phenomena is that part of the reason that gave rise to OPEC at the outset was the delinkage of the price of petroleum products to the consumer and the price of crude oil to the producer. At the time, in the early seventies, that turned out to be a fairly substantial problem and was, of course, one of the factors that organized OPEC and resulted in the pricing scenarios of the seventies. It is still a continuing phenomenon today, because worldwide energy-consuming countries tend to focus on petroleum transportation fuels as a source of revenue and, therefore, the price of the end product

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le lundi 5 mai 1986

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 10 heures pour étudier tous les aspects du Programme énergétique national y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings (président)** occupe le fauteuil.

**Le président:** Nous poursuivons aujourd'hui notre étude de la commercialisation du pétrole. Nous avons avec nous M. Arthur Price de la société Husky Oil Ltd. Cette société est l'un des principaux producteurs de pétrole lourd au Canada, ressource présentant parmi les meilleures perspectives d'exploitation pour le pays. C'est dans cet esprit, monsieur Price, que nous vous avons demandé de venir témoigner ici aujourd'hui. Nous vous souhaitons la bienvenue, cher ami, et avons hâte de discuter avec vous.

Je crois savoir que vous avez préparé une déclaration préliminaire. J'aimerais d'abord que vous présentiez les deux personnes qui vous accompagnent, que vous prononciez ensuite votre déclaration de sorte que nous puissions en discuter.

**M. Arthur R. Price, président, Husky Oil Limited:** Voici M. Doug Gurel, directeur de la Production, secteur du pétrole classique et lourd de la société Husky Oil, et M. Tom Graham, directeur des secteurs du génie et de la géologie de la société.

Je voudrais remercier le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles de m'avoir invité à venir témoigner. La société Husky Oil est active dans pratiquement tous les secteurs de l'industrie pétrolière du Canada.

Nous nous livrons depuis longtemps à la récupération du pétrole lourd *in-situ* et avons activement pris part à l'exploration des ressources sous-marines de la côte est et de la mer de Beaufort. Notre secteur aval est bien sûr fortement développé, plus particulièrement en Ontario et dans l'ouest du Canada. Nous avons donc des activités dans la plupart des secteurs de l'industrie pétrolière du Canada.

Nous sommes une société à capital largement réparti dont le principal actionnaire est Nova Corporation, qui détient la majorité des actions, le reste appartenant au public. Aucune autre entreprise au Canada n'est engagée dans tous ces secteurs de l'industrie pétrolière.

J'ai formulé certains commentaires vendredi dernier afin d'amorcer le débat sur des questions plus globales de la politique énergétique et de faire mieux comprendre le lien, qui est à mon avis parfois mal compris, entre le prix de l'essence et du carburant diesel et le coût réel de production du pétrole. Fait intéressant à noter, l'OPEP a été créée au départ, en partie parce que le prix payé par le consommateur pour les produits pétroliers n'était pas fonction du prix payé par le producteur pour le pétrole brut. A cette époque, au début des années 70, cette situation posait un assez grave problème et, bien sûr, donna lieu notamment à la création de l'OPEP et aux projets de fixation des prix des années 70. Ce problème persiste toujours, tous les pays du monde consommateurs d'énergie tendant à tirer la majeure partie de leurs revenus des carburants servant au transport de sorte que le prix du produit fini est



## [Text]

commodity is substantially greater than the price of the crude oil. This adds to the complications today where consumers wonder why they are paying what they are for gasoline and diesel fuel, and producers wonder why they are getting what they are for crude oil.

We thought we would put on the table the cost side of the equation for various streams of crude oil in Canada. I think one of the factors that are going to evolve here is that the cost side of the equation will have to be adjusted substantially by the industry in order to compete at lower prices—not the prices we have currently but the prices we will likely settle out at.

I would like to take you through some of these charts that we have tabled this morning. I will describe them briefly to you so you have them in the right frame of mind. Then we would be happy to answer questions on any dimension of this.

The first chart is called "Good Quality Prospect Conventional Oil Development Analysis". It is important to note here that conventional exploration for light oil in western Canada has a myriad of prospective smaller and medium-sized targets. The range is a continuum, but we have decided to show what we think is a real good quality prospect and the kinds of prices required to make that prospect economic, having in mind today's costs and today's royalties and so on. You can see from this chart that if you take the best or real good quality prospects and take the most likely reserve level of 300,000 barrels a day, you need in excess of \$20 a barrel revenue to make a more nominal 15 per cent rate of return after tax. That is taking a slice out of the top quality prospects in western Canada. At prices that we have today of, say, \$15 to \$16 a barrel, even the highly selective good quality prospects do not meet that kind of test. The other point to make with regard to this chart is that there certainly are not the kinds of numbers of this kind of prospect to sustain anything close to the activity base that we had in, say, 1985. That is a much lower-quality prospect in order to get the numbers to sustain that kind of activity base.

This will give you a feel of how we see the conventional exploration developing full cycle economics for a good quality light oil exploration play. If you get into the more conservative risk analysis of a 200,000-barrel-a-day reserve, you can see you need a \$30 per barrel type of price.

The next chart entitled "Heavy Oil Development Analysis" has four separate bars on it, which are segmenting out four different kinds of investments in the heavy oil business. The first bar entitled "Primary Development (Alberta)" is a conventional primary producing well in Alberta in the Lloydminster area. It shows the component of the cost base; that is, capital, operating expense, royalties, income taxes and return on investment. Again, these numbers are generated for a 15 per cent after-tax return, and you can see that to drill a typical primary well in Alberta—these have not been highgraded—we are faced with about a \$25 a barrel price requirement to pay all of those cost inputs. Of course, those are heavy oil prices in Canadian dollars, as compared to the approximately \$10 that we are dealing with right now.

The next bar deals with a similar well located in Saskatchewan. Of course, that has higher royalties and results in the

## [Traduction]

beaucoup plus élevé que celui du pétrole brut. Dans cette situation complexe, les consommateurs se demandent à l'heure actuelle pourquoi ils paient tel ou tel prix pour l'essence et le carburant diesel et les producteurs pourquoi le pétrole brut leur rapporte telle ou telle somme.

Nous avons pensé présenter les coûts d'exploitation de diverses réserves de pétrole brut au Canada. Selon moi, il faudra notamment que l'industrie ajuste le côté coûts de l'équation afin d'être concurrentielle à des prix inférieurs, non pas les prix actuels, mais les prix qui seront éventuellement fixés.

Je voudrais vous expliquer certains des schémas que nous avons déposés ce matin. Je vais vous les décrire brièvement de sorte que vous les ayez bien à l'esprit. Nous répondrons ensuite avec plaisir à vos questions à ce sujet.

Le premier tableau est intitulé «Gisements de bonne qualité: analyse de la mise en valeur du pétrole classique». Je voudrais d'abord signaler que les travaux de prospection dans l'ouest du Canada ont permis de découvrir de nombreux gisements de pétrole léger de petite et moyenne envergure. Il y a plusieurs gisements, mais nous avons voulu illustrer le cas d'un gisement de très bonne qualité et les prix qui entrent en jeu pour que son exploitation soit rentable, compte tenu notamment des coûts actuels de production et des redevances à verser. D'après ce schéma, on voit qu'il faut vendre à 20 \$ le baril le pétrole de la meilleure ou de très bonne qualité, en autant que le gisement produise 300 000 barils par jour, pour faire un profit nominal net de 15 p. 100. Il s'agit dans ce cas de gisements de pétrole de la meilleure qualité de l'ouest du Canada. Or, même l'exploitation des réserves présentant de très bonnes perspectives ne seraient pas rentables actuellement, étant donné que le baril ne se vend que 15 \$ ou 16 \$. Je voudrais signaler un autre point, à savoir que le nombre des gisements est insuffisant pour soutenir la même activité que nous avons connue, par exemple, en 1985.

Cela vous donne une idée de la façon dont nous envisageons les perspectives économiques du cycle de mise en valeur et de prospection classique pour le pétrole léger de bonne qualité. Pour une production de 200 000 barils par jour, le prix du baril doit au bas mot se situer à 30 \$.

Le tableau suivant, intitulé «Analyse de la mise en valeur du pétrole lourd» comporte quatre différentes colonnes représentant quatre types d'investissement dans l'industrie du pétrole lourd. Il s'agit, dans la première colonne, intitulée «Mise en valeur primaire (Alberta)», d'un puits de production primaire et classique en Alberta, dans la région de Lloydminster. On y voit la composition du prix de base: capital, frais d'exploitation, redevances, impôts et rendement du capital investi. Vous voyez donc que pour obtenir un rendement net de 15 p. 100 dans le cas du forage d'un puits primaire typique en Alberta—ceux-ci n'ont pas été surévalués—il faut vendre le pétrole 25 \$ le baril pour couvrir tous les coûts. Il s'agit bien sûr du prix du pétrole brut en dollars canadiens, qui est actuellement fixé à environ 10 \$.

La colonne suivante illustre le cas d'un puits semblable en Saskatchewan. Étant donné que les redevances sont plus éle-



## [Text]

requirement for more income taxes because of the way the royalties work. So, it takes a higher price to make that well economic.

The cyclic steam well located in Alberta is a Primrose/Cold Lake-type reservoir, full enhanced oil recovery using cyclic steam. You can see that it is at around \$25 a barrel.

The steam drive is a thinner sand, Aberfeldy type reservoir. That is located in Saskatchewan and uses full thermal process. That is something nominally over \$30 a barrel.

The graph at the bottom of the page reflects an interesting situation in that there will not be very much heavy oil development in terms of adding potential reserves until we meet the price test in the range of \$25 a barrel.

What we have right now is already existing and demonstrated down to \$15 a barrel, which is the variable type cost base associated with that production. But the curve, of course, dramatically increases as soon as one makes that \$25-type threshold because one brings in that wide body of reserves that become economic at those prices.

The next chart was added to the brief to give you some background as to where the input costs come from for the drilling capital component of these projects. In heavy oil you can see that about 30 per cent of the cost of heavy oil exploration and development is in manufactured goods; another 60 per cent relates to drilling and services; and approximately 10 per cent relates to professional and head office costs. The total cost of such a well is approximately \$150,000.

If you take a conventional oil well, the number swings substantially with much more professional and head office work involved because the exploration cycle is so much more dominant.

The wells are normally more expensive because they are deeper horizon wells, so that means a million dollars for a well, and more professional input into the whole conventional side of the system.

We put these in because, as the cost base in the system is realigned, you can see what segments of the industry are going to have to face some adjustments in how they do business.

The next chart, entitled "Average Lloydminster Costs per Barrel Alberta Crown Well", gives a feel for how the Lloydminster conventional business is operating today. The dark blue shown at the bottom reflects variable costs. Those are the costs that are variable on each well. The lighter blue reflects royalties, the red PGRT, the white fixed costs, the green capital pay back before interest, before return and before taxes. That just gets the capital back out. The production rate is across the horizontal axis, and the costs per barrel are on the vertical axis.

So, at current prices, you can see that in Alberta none of these wells are paying back. They are simply making a nominal contribution to capital recovery at the current price, which

## [Traduction]

vées et, par conséquent, les impôts, il faut exiger un prix plus élevé pour que ce puits soit rentable.

Le puits à vapeur cyclique situé en Alberta est du type du réservoir de Primrose/Cold Lake, un puits à récupération assistée du pétrole, mû par vapeur cyclique. Comme vous pouvez le constater, le prix du pétrole doit être d'environ 25 \$ le baril.

Le quatrième cas est un réservoir de type Aberfeldy foré dans du sable, la densité étant inférieure, et à vapeur motrice. Il est situé en Saskatchewan et fonctionne entièrement à l'aide de méthodes thermiques. Le prix nominal est d'au moins 30 \$ le baril.

Le graphique au bas de la page illustre une situation intéressante: celle où de nouvelles réserves potentielles de pétrole brut ne pourront être mises en valeur que si le prix se situe aux environs de 25 \$ le baril.

Aujourd'hui, le prix est tombé à 15 \$ le baril, qui est le coût de base variable type relatif à cette production. Mais la courbe, bien sûr, s'élève énormément dès que l'on dépasse le seuil de 25 \$, parce qu'on peut, à partir de ce prix, exploiter avantageusement beaucoup d'autres réserves.

Le schéma suivant vise à montrer la répartition des coûts des facteurs de production liés au forage. Dans le cas du pétrole lourd, les produits fabriqués comptent pour environ 30 p. 100 des coûts de la prospection et de la mise en valeur, le forage et les services pour 60 p. 100 et les services professionnels et les frais du siège social pour quelque 10 p. 100. Le coût total d'exploitation d'un puits de ce type s'élève à environ 150 000 \$.

Pour un puits de pétrole classique, le coût total est beaucoup plus élevé surtout en raison des services professionnels et du siège social, le cycle de la prospection étant beaucoup plus important.

L'exploitation des puits de ce type coûte normalement plus cher parce qu'ils sont plus profonds. Elle atteint un million de dollars et nécessite la prestation de plus de services professionnels dans tout le secteur classique du système.

Ce schéma illustre comment, au fur et à mesure que le prix de base est rajusté, certains secteurs de l'industrie devront adapter leur système d'exploitation.

Le schéma suivant, intitulé «Puits de la Couronne en Alberta: coût moyen par baril pour la région de Lloydminster», indique comment fonctionne actuellement l'exploitation classique dans la région de Lloydminster. La zone bleue, au bas du tableau, représente les coûts variables. Il s'agit des coûts variables pour chaque puits. La zone bleue pâle représente les redevances, la rouge la TRPG, la blanche les coûts fixes, la verte la récupération du capital avant intérêt, profits et impôt. Il ne s'agit, jusqu'à ce point, que de récupération du capital. Le taux de production se trouve sur l'axe horizontal, les coûts par baril sur l'axe vertical.

Aux prix courants donc, on peut voir qu'aucun des puits d'Alberta ne rapporte. Ils ne permettent tout simplement que de récupérer le capital au prix courant qui est actuellement

**[Text]**

is just under \$10 a barrel. You have to get into the yellow before you are contributing any profits.

There is some history attached to those investments. The ones that have been there for some time, of course, operated at a higher price than the \$10 a barrel for a substantial period of time. At one time we were in the yellow, but we have moved back into the zones we are in now. So, there is an historical dimension attached to it.

If you take this as being instantaneous today, these are the kinds of economics we are faced with for the various kinds of wells that are producing in Lloydminster. Our average well would fairly well reflect the industry's average well at Lloydminster, and that would be in the range of 15 barrels a day of production on average.

The next chart shows exactly the same thing for Saskatchewan Crown Wells. The main difference is the higher level of royalties, which increases the costs before one can get into the capital recovery.

The last graph segments out the typical production/operating costs once the investment is up and running. Note that for a heavy oil well the nominal current cost of production is approximately \$6.20 a barrel, and for light oil it is approximately \$3.40 a barrel. If you break that down you will find that the bigger component, as is normally well known for heavy oil, involves all manufacturing, servicing costs and field operating costs. If you take percentages of the actual amount of money, you will find that professional and head office costs are about the same, because 40 per cent of \$3.40 on the light oil side is approximately the same as 20 per cent of the other number. So, you see a combination of how the distribution is between heavy oil and conventional oil, with substantially more field operating costs, servicing costs and manufacturing costs inherent in heavy oil than in conventional oil.

That concludes the opening comments, Mr. Chairman. We would be pleased to answer any questions the members of the committee have.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Price. I am sure that the members of the committee have questions, but before calling on the lead questioner, I should like to pose two questions.

The last time you appeared before a parliamentary committee you were with Mr. Robert Blair. That appearance related to the bill to phase out the Petroleum Incentives Payments. You were making a pitch to continue—my figures may be wrong—a seven-well program.

Has that issue been resolved?

**Mr. Price:** It is still under discussion. We have four grandfathered wells on the east coast, three off Newfoundland and one off Nova Scotia. We are currently drilling the Chebucto well off Nova Scotia, which is the last grandfathered well that we have off Nova Scotia.

We were looking for—and still are looking for—three more grandfathered wells offshore Newfoundland to complete the

**[Traduction]**

fixé à un peu moins de 10 \$ le baril. Ce n'est que dans la zone jaune qu'on commence à faire quelques profits.

Ces investissements ont une histoire. Ceux qui ont été effectués il y a déjà quelque temps ont permis la production de pétrole vendu à un prix plus élevé que 10 \$ le baril pendant une période considérablement longue. On était donc dans la zone jaune à ce moment-là, mais plus maintenant. Voilà pour la dimension historique.

Voici donc les perspectives économiques caractérisant les différents puits en exploitation à Lloydminster. Nous y produisons en moyenne par puits, moyenne comparable à celle de l'industrie à Lloydminster, quelque 15 barils par jour.

Le schéma suivant permet de tirer exactement les mêmes conclusions pour les puits de la Couronne en Saskatchewan. La principale différence consiste en des redevances plus élevées qui accroissent les coûts avant de permettre la récupération du capital.

Le dernier schéma illustre les coûts de production et d'exploitation en jeu une fois l'investissement effectué. À noter que le coût actuel nominal de production d'un puits de pétrole lourd s'élève à environ 6,20 \$ le baril et à 3,40 \$ le baril pour le pétrole léger. Si l'on fait la ventilation de ces coûts, on se rend compte que la majeure partie des frais d'exploitation du pétrole lourd a trait aux coûts de fabrication, des services et de l'exploitation. Si l'on établit un parallèle, on se rend compte que les coûts des services professionnels et du siège social sont dans les deux cas équivalents, puisque 40 p. 100 de 3,40 \$ est approximativement égal à 20 p. 100 de 6,20 \$. Vous voyez donc dans quelle mesure est faite la répartition entre l'exploitation du pétrole lourd et du pétrole classique, les coûts d'exploitation, des services et de fabrication étant beaucoup plus élevés du côté du pétrole lourd que de celui du pétrole classique.

J'ai fini ma déclaration préliminaire, monsieur le président. Nous serons heureux de répondre aux questions des membres du comité.

**Le président:** Merci, M. Price. Je suis sûr que les membres du comité ont des questions à vous poser mais avant de commencer, permettez-moi de vous en poser deux.

La dernière fois que vous avez comparu devant un comité parlementaire, vous étiez accompagné de M. Robert Blair et Seaman. C'était à propos du projet de loi visant à supprimer progressivement le programme d'encouragements du secteur pétrolier. Vous vouliez poursuivre—mes chiffres ne sont peut-être pas exacts—le forage de sept puits.

Cette question a-t-elle été résolue?

**M. Price:** On en discute encore. Nous avons sur la côte est quatre puits qui jouissent des droits acquis, trois au large de Terre-Neuve et un au large de la Nouvelle-Écosse. Nous forons actuellement le puits Chebucto, au large de la Nouvelle-Écosse. C'est le dernier puits jouissant des droits acquis que nous possédons au large de la Nouvelle-Écosse.

Nous cherchions—et nous cherchons encore—trois autres puits jouissant des droits acquis au large de Terre-Neuve pour



*[Text]*

Mobil long-term, farm-in that we arranged back in 1982. The government is considering the merits of that and also the availability of funds. We are continuing to hold those discussions.

**The Chairman:** It has not been resolved as yet?

**Mr. Price:** We only had two at the outset, but we got up to four, and we still have not resolved the other three.

**The Chairman:** And you are going for seven.

Secondly, with respect to the upgrading agreement that was reached recently with the government with respect to, I think, a total of \$90 million between the four participants, could you give me an outline of the timeframe and what it exactly covers?

**Mr. Price:** The agreement that we reached covered the continuation of the whole project. The company, at the time of that agreement, had invested about \$150 million in the production side of the project and about \$50 million in the upgrader plant side of the project, for a total of around \$200 million; and that was all part of the original memorandum of understanding.

In the meeting we agreed that under the right fiscal regime, the right royalty tax environment we would be prepared to continue the engineering component of the upgrader plant, and that will be done over the period from now until the end of the first quarter of 1987. At the same time all of the parties agreed to work towards arrangements, or agreements, that were agreeable to all parties, to see that the project would actually be constructed and built, also taking into account the energy economic climate that we are in, which is quite a bit different from the energy economic climate we were in, or were perceived to be in—both being perceptions the time we did the 1984 memorandum of understanding. All parties agreed to work towards that kind of agreement while we worked towards the completion of the pre-construction engineering. The \$90 million is the aggregate of the funds invested, by that time, in the upgrader plant. There will be another \$150 million to \$175 million of funds invested on the production side, which is all part of the project. So really what we were negotiating was a fiscal arrangement on our production under which we were prepared to continue the engineering in the upgrader plant. That is kind of critical to us, because we are not interested in the upgrader plant if we don't have reasonable fiscal arrangements on the production side of the business, because the substance of our interest in the upgrader in the first place is in being able to produce, and market, and make money in the heavy oil side.

**The Chairman:** And the Saskatchewan and Alberta contribution did not involve cash, but just involved royalty relief; is that correct?

**Mr. Price:** No. Both Saskatchewan and Alberta agreed to reduce our royalty liabilities by \$13.5 million each, and the federal government agreed to relieve us of \$36 million of PGRT. All of that relates to the production side of the business. In the end, the agreement was to have reduced levels of PGRT and royalties, because we were only prepared to con-

*[Traduction]*

compléter le programme à long terme de Mobil qui a été élaboré en 1982. Le gouvernement en pèse les avantages et il examine aussi la disponibilité de fonds. Nous continuons à discuter de cette affaire.

**Le président:** Elle n'a pas encore été résolue?

**M. Price:** Nous n'en avions que deux au début, puis nous avons augmenté ce chiffre à quatre et nous n'avons pas encore résolu le cas des trois autres.

**Le président:** Et vous en voulez sept.

Deuxièmement, au sujet de l'accord que le gouvernement a conclu récemment sur l'usine de transformation et qui prévoit la répartition de 90 millions de dollars parmi les quatre participants, pourriez-vous me dire en quoi il consiste en général et de quels délais il est assorti?

**M. Price:** Cet accord visait à la continuation du projet entier. La société, au moment de cet accord, avait investi environ 150 millions de dollars, pour la production, et quelque 50 millions de dollars, pour l'usine de transformation, soit en tout 200 millions de dollars; ces investissements faisaient tous partie du protocole d'accord original.

Nous avons déclaré à l'assemblée—pourvu que le régime de droits fiscaux et de redevances nous accorde des conditions favorables—que nous étions disposés à poursuivre la phase d'ingénierie de l'usine de transformation; ce qui sera fait d'ici le premier trimestre de 1987. En même temps, toutes les parties ont convenu de travailler à la conclusion d'accords qui conviendraient à tous, en vue de la réalisation du projet, mais eut égard du climat économique actuel du secteur de l'énergie, lequel est assez différent de celui qui régnait en 1984, lorsque nous avons signé le protocole d'entente. Toutes les parties ont convenu de travailler en ce sens tandis que nous nous engageons pour notre part à achever les travaux d'ingénierie préliminaires à la construction. Ce chiffre de 90 millions de dollars représente les fonds investis alors dans l'usine d'enrichissement. Un autre montant de 150 à 175 millions de dollars sera investi dans le secteur de la production. Nous négocions en somme un accord fiscal relatif à notre production, en vertu duquel nous étions disposés à poursuivre les travaux de génie de l'usine de transformation. Il s'agit d'une question très importante pour nous, car nous ne sommes pas intéressés à avoir une usine de transformation sans qu'il existe, du côté production, des arrangements fiscaux raisonnables. En effet, il est pour nous du plus haut intérêt que cette usine de transformation soit en mesure de produire du pétrole lourd et de le vendre à profit.

**Le président:** Et la contribution de la Saskatchewan et de l'Alberta n'a pas été faite en espèces mais sous la forme d'un allègement des redevances, n'est-ce pas?

**M. Price:** Non. Les gouvernements de la Saskatchewan et de l'Alberta ont convenu tous deux de réduire nos redevances de 13.5 millions de dollars et le gouvernement fédéral a allégé sa TRPG de 36 millions de dollars. Toutes ces dispositions se rapportent à la production. L'accord consistait à la fin à réduire le niveau des TRPG et redevances, ce qui nous justi-

*[Text]*

tinue if we could assure that the production side of the project made sense, and that took reduced royalties and taxes, which is a debate we have had in Ottawa as long as I can remember being around Husky myself.

**The Chairman:** So, with your liability relief in the agreement and the minister's announcement last week, would you be almost totally relieved of any PGRT liability now?

**Mr. Price:** Well, there is a time fuse where we are relieved for a period of time until this relief is used up, but it is a specific amount of money, so there is a time frame in which the company will be working off that PGRT reduction.

**The Chairman:** Then in the minister's announcement, are you practically relieved of all PGRT?

**Mr. Price:** The only minister's announcement that I am aware of is the increase in the exemption, which is pretty nominal for us. That is not a big factor. Our PGRT liability is substantially over that minimum.

**Senator Hays:** Have you quantified the value to you of the program announced by the Prime Minister, the additional exemption from PGRT up to \$2 million? You are not affected, I gather, by the exemption from PGRT for synthetic at all.

**Mr. Price:** No. There were three components, I think, to that program; there were reduced PGRT rates to zero on Syncrude and Suncor. We are not involved in either of those; and the increase in the exemption went from \$500,000 to \$2 million, so that is worth a \$1.5 million.

**Senator Hays:** I was looking at a publication quantifying the program in Alberta. They are using a rough figure of 40 per cent loss for the year in terms of the previous year in cashflow to the energy sector as a whole. They have quantified the Alberta program at a 6.9 per cent benefit and they are comparing it to the 40 per cent. What additional percentage would the relief from PGRT, announced by the Prime Minister last week, add on to that? If you have not thought about it, you perhaps don't have an answer.

**Mr. Price:** The government has the best handle on those numbers and we are suggesting that PGRT increase in exemption was about \$60 million. So you can compare that to Alberta's \$400 million.

**Senator Hays:** So it is a couple more per cent. Thank you.

**Senator Lefebvre:** In your annual report of 1985, you say:

Policy shifts during the last year by the Government of Canada with respect to our planned East Coast exploration program and with respect to the Bi-Provincial Project may produce substantial difficulties for the Company's initial investment and long term plans for those developments.

*[Traduction]*

fiait de poursuivre la réalisation du projet. Car nous n'y étions disposés que si les prévisions de production étaient raisonnables et cela supposait une réduction des redevances et des taxes. Il s'agit d'une question que nous débattons à Ottawa depuis longtemps.

**Le président:** Donc, avec les réductions prévues dans l'accord et la déclaration que le ministre a faite la semaine passée, vous seriez pratiquement exempt de toute TRPG?

**M. Price:** C'est-à-dire qu'il y a là un délai: nous sommes allégés durant un certain temps, jusqu'à ce que cette exemption prenne fin. Mais il s'agit d'un montant précis d'argent, et la société pourra donc, durant un certain temps, compter sur une réduction de la TRPG.

**Le président:** Et dans la déclaration du ministre, êtes-vous aussi allégé d'une partie de la TRPG?

**M. Price:** La seule déclaration du ministre que je connaisse correspond à une augmentation de l'exemption, qui est pour nous assez nominale. Ce n'est pas un facteur important. La TRPG que nous devons verser est substantiellement supérieure à ce minimum.

**Le sénateur Hays:** Avez-vous quantifié ce que représente pour vous le programme annoncé par le premier ministre, c'est-à-dire l'exemption additionnelle de TRPG jusqu'à 2 millions de dollars? Vous n'êtes pas touché, si j'ai bien compris, par l'exemption de TRPG qui s'applique au synthétique.

**M. Price:** Non. Ce programme comprenait je crois trois éléments: d'abord une réduction à zéro de la TRPG pour Syncrude et Suncor, qui ne nous concerne pas ni l'une ni l'autre; puis il y a une augmentation de l'exemption, de 500 000 \$ à 2 millions de dollars—et dont la valeur s'élève par conséquent à 1,5 millions de dollars.

**Le sénateur Hays:** Et dans le programme d'Alberta—je regardais une brochure explicative—on parle en chiffres ronds d'une perte annuelle de 40 p. 100, comparativement à l'année précédente, en capitaux destinés au secteur de l'énergie—Ils ont évalué que cela revient à un bénéfice de 6.9 p. 100 et ils font la comparaison avec la perte de 40 p. 100. Quel pourcentage la réduction de TRPG annoncée par le Premier ministre la semaine passée viendrait-elle ajouter à ce chiffre? Si vous n'avez pas songé à cet aspect de l'affaire, vous n'êtes peut-être pas en mesure de répondre à ma question...

**M. Price:** Le gouvernement est celui qui connaît le mieux ces chiffres et nous croyons que l'exemption de la TRPG s'élevait à environ 60 millions de dollars. Vous pouvez donc comparer ce chiffre aux 400 millions de dollars de l'Alberta...

**Le sénateur Hays:** De sorte qu'il s'agit d'une augmentation d'environ 2 p. 100. Merci.

**Le sénateur Lefebvre:** Je lis ce qui suit dans votre rapport annuel pour l'exercice 1985:

Les changements de politique que le gouvernement du Canada a faits l'an dernier, à notre Programme d'exploration sur la côte est et au Projet bi-provincial, pourraient entraîner pour notre société des difficultés appréciables quant aux investissements initiaux faits pour ce projet et aussi sa planification à long terme.



*[Text]*

You talk about the grandfathering of PIPs and there seems to be quite a bit of divergence of opinion between what your company believes should be eligible and what the government believes.

Now, with the signing of the Western Accord and the Atlantic Accord, the impression was that all these irritants had been finally solved and everything was going to be beautiful and everyone was going ahead, hand in hand, towards the sunset.

You are interpreting the new rules in one way as to the grandfathering, and the government of the day is interpreting them in a different way. Could you elaborate a bit and tell us how this is going to affect your long-term investments in exploration?

The other side, of course, is the Bi-Provincial Project, in which you state:

The other two participants, the Governments of Alberta and Saskatchewan, have continually expressed their commitment to and their desire for the Project. We have been unable to ascertain the Government of Canada's position.

This is dated March 14, 1986. Have there been changes since then, or are you still in this position?

**Mr. Price:** First, with respect to the Canada lands. We entered into a reasonably aggressive east coast exploration program back in 1982-83. It was done at the time of the National Energy Program, the petroleum incentive payments, and so on. It has always been clear—and we have said this right from the outset—that a company of our financial size simply has not the capacity to invest aggressively in the Canada lands, simply, under a tax driven system. The petroleum incentive payment system was an offset to that and we went ahead and built two fleets of equipment—substantial Canadian content: one drill ship built in Saint John, New Brunswick, and some work boats built in Vancouver, British Columbia—and entered into a long-term farm-in arrangement with Mobil on their swath of east coast acreage. At that time all of the good east coast acreage was held by multinational interests. In order to do that we needed equipment. At that time equipment was tight, so we built our own equipment.

The second thing was that we needed an assurance that we would be able to operate under this fiscal environment that we were in for a certain period of time. We went ahead and got approvals on all those things from the Government of Canada—all of the regulators that are involved—and we got the Mobil farm-in package approved, and so on. We scheduled all of our work to be completed by the end of 1987. At the time, we were given policy statements and assurances that this program would last, essentially, through that period. We knew that it could not, and probably should not, last forever because of the specific characteristics of the project, but to make that five-year commitment and to carry it through to the end of 1987 was important.

*[Traduction]*

Vous parlez d'attribuer les droits acquis en vertu du PESP et il semble y avoir une divergence d'opinion assez prononcée au sujet de ce qui devrait être admissible, aux yeux de votre société et ce qui devrait l'être, aux yeux du gouvernement.

Avec la signature de l'accord de l'Ouest et de l'accord de l'Atlantique, on avait l'impression que toutes ces difficultés avaient été applanies, que tout serait parfait et que l'on irait, la main dans la main, au soleil couchant.

Vous interprétez d'une façon les nouvelles règles au sujet des droits acquis et le gouvernement du jour l'interprète d'une autre. Pourriez-vous nous expliquer comment cette divergence de vue affectera à la longue les investissements d'exploration?

L'autre côté de la question est, bien sûr, le Projet bi-provincial où vous déclarez:

Les deux autres participants, les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan, ont continuellement manifesté leurs désirs de s'engager dans le projet. Il nous a été impossible de préciser l'attitude du gouvernement du Canada.

Cette observation est datée du 14 mars 1986. Êtes-vous toujours du même avis?

**M. Price:** Parlons d'abord des terres du Canada. Nous nous sommes lancés vigoureusement dans l'exploration sur la côte est dès 1982-1983. C'était au temps du Programme énergétique national, du Programme d'encouragement du secteur pétrolier, et ainsi de suite. Il a toujours été reconnu—et nous l'avons dit dès le début, qu'une société financièrement importante comme la nôtre, n'a pas les moyens d'investir dans les terres du Canada, sous l'égide d'un régime d'imposition. Le Programme d'encouragement au secteur pétrolier, par ses effets compensateurs, nous a permis de construire deux flottes de forage, à caractère largement canadien: un bateau de forage construit à Saint-Jean, Nouveau-Brunswick, et un certain nombre de barges de travail construites à Vancouver, en Colombie-Britannique—et de nous engager ainsi dans un programme d'amodiation à long terme de la propriété foncière qui avait été cédée à la Mobil Oil sur la côte est. Toute la superficie rentable de la côte est était alors détenue par des intérêts multinationaux. Pour réaliser notre objectif, il nous fallait de l'outillage. En ce temps là, l'outillage était rare. Nous avons donc construit le nôtre.

Il nous fallait en outre l'assurance que nous pourrions exploiter, dans les conditions fiscales qui nous étaient faites, pendant une certaine période. Nous avons obtenu du gouvernement du Canada l'approbation de toutes ces initiatives—toutes les mesures de réglementation qu'elles supposent—et de l'ensemble, du Projet d'amodiation de la société Mobil Oil. Nous prévoyions terminer nos travaux pour la fin de 1987. A ce moment-là, on nous avait donné l'assurance, notamment par des énoncés de politiques, que le programme serait maintenu jusque là. Nous savions qu'il n'était pas possible, sinon pas souhaitable, de le prolonger indéfiniment, étant donné la nature du projet, mais l'engagement de cinq ans et la poursuite du programme jusqu'à la fin de 1987 étaient importants pour nous.

[Text]

The Government of Canada then changed as a result of the election and the new government proposed winding up the Petroleum Incentive payment system. It was wound up as of March 31, 1986, with specific grandfathering provisions through to the end of 1987, which was always the time frame that we had anticipated in the first place.

**Senator Lefebvre:** There was no disagreement on that point, then?

**Mr. Price:** There was no disagreement about the end of 1987, no. Of course, with respect to winding up in March of 1986 with only specific arrangements grandfathered, what hooked us was that those specific arrangements did not include our long-standing Mobile Farm-in agreement. The decision not to grandfather that agreement was made by the Government of Canada and has since been put into law. That is where the debate came in. Our argument is that we believe we are entitled to have that farm-in arrangement grandfathered through to the end of 1987. We agree that it should go no longer than the end of 1987, but we think that it should apply at least through that time.

**Senator Lefebvre:** You have lost that battle now?

**Mr. Price:** We have lost the debate in terms of legislation, but, as time goes on, it may transpire that the government will find a way to include some of those wells. We will see.

**Senator Lefebvre:** That will happen in spite of the new legislation?

**Mr. Price:** The government still has latitude to include wells. They are just not included in the existing legislation.

**Senator Lefebvre:** What kind of money and how many jobs are we talking about here?

**Mr. Price:** We run two fleets of equipment and those three wells would involve about one and a half year's work on one fleet of equipment. We think that the two fleets of equipment directly employ 400 or 500 people and indirectly employ, on the east coast, another 400 people. There are approximately 1,000 people working directly with that equipment or in the direct service and infrastructure that that equipment uses. Sixty or 70 per cent of those people employed on the equipment are maritime residents. It is a fairly tangible impact in the current climate. I think it is relatively apparent that the east coast business is winding down substantially under the new arrangement and under these oil prices.

**Senator Lefebvre:** You have said that this involves 1,000 jobs; what kind of money are we talking about?

**Mr. Price:** The 1,000 jobs I referred to represent the number of people employed in our two fleets of equipment on an on-going basis. Those wells would be in the range of \$40 million to \$50 million apiece. Three wells comes to a total of \$150 million.

**Senator Lefebvre:** That investment will not go forward so that amount of money will be lost?

[Traduction]

Lors du changement de gouvernement, les nouveaux élus ont proposé d'abolir le Programme d'encouragement au secteur pétrolier. Il a effectivement été supprimé le 31 mars 1986, moyennant la reconnaissance de certains droits acquis, d'ici à la fin de 1987. Les conditions demeuraient donc les mêmes pour la période nécessaire à l'exécution de nos projets.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous n'aviez donc rien à redire à ce moment-là?

**M. Price:** Non, nous étions entièrement d'accord au sujet de l'échéance de 1987. Naturellement, comme le gouvernement ne reconnaissait que certains droits acquis lorsqu'il a aboli le programme en mars 1986, nous avons été vraiment étonnés de constater que ces dispositions n'incluaient pas notre entente d'amodiation pour l'exécution d'un projet à long terme dans lequel nous étions engagés avec Mobile Oil. La décision de ne pas inclure cette entente a été prise par le gouvernement du Canada, et elle a maintenant force de loi. C'est là que nos frictions ont commencé. Quant à nous, nous estimons que cette entente d'amodiation doit continuer d'être protégée jusqu'à la fin de 1987. Nous convenons que ce privilège ne devrait pas être prolongé passé 1987, mais nous croyons qu'il devrait nous être accordé d'ici là.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous avez perdu la bataille?

**M. Price:** Sur le plan législatif, oui, mais il pourrait arriver que le gouvernement trouve un mécanisme pour inclure ces travaux d'exploration. Nous verrons.

**Le sénateur Lefebvre:** Cela se produirait malgré la nouvelle loi?

**M. Price:** Le gouvernement est toujours libre d'appliquer ses privilèges à d'autres projets d'exploration. Les nôtres ne sont tout simplement pas mentionnés dans la loi actuelle.

**Le sénateur Lefebvre:** De quel genre d'investissement et de combien d'emplois parlons-nous dans ce cas-là?

**M. Price:** Nous avons deux unités d'équipement, et pour explorer ces trois puits, il faudra environ un an et demi de travail par unité. Nous estimons que ces deux unités emploient directement de 400 à 500 personnes et indirectement, 400 autres. Environ 1 000 personnes manœuvrent directement cet équipement ou sont employées dans les services connexes ou l'infrastructure utilisée pour cet équipement. De 60 à 70 p. 100 des techniciens qui travaillent sur ces installations sont résidents des Maritimes. Cela a des répercussions tangibles dans le climat économique. Il semble bien que les affaires ne sont plus trop prospères sur la côte Est depuis la conclusion du nouvel accord et la chute du prix du pétrole.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous avez parlé de 1 000 emplois; de quel genre d'investissement est-il question?

**M. Price:** Les 1 000 emplois dont j'ai parlé sont occupés par les personnes qui travaillent sur nos deux unités de façon permanente. L'exploration des puits requiert un investissement de 40 à 50 millions de dollars par puits. Cela veut donc dire 150 millions de dollars pour les trois puits.

**Le sénateur Lefebvre:** Si on ne poursuit pas les travaux, cet investissement sera perdu, n'est-ce pas?



[Text]

**Mr. Price:** Yes; the wells will not be drilled, at least for the foreseeable future.

**The Chairman:** What kind of money are we talking about with respect to the PIP grants?

**Mr. Price:** We are talking about 70 per cent of that amount; we never received full PIP entitlement from the outset.

**Senator Lefebvre:** I imagine that you are having on-going discussions with the present Minister of Energy and her officials.

**Mr. Price:** We continue to have discussions. The debate that we raised at the outset has become more apparent now. We were suggesting that there was an overestimation of the level of activity that will be reached under the new fiscal policy and under any kind of depressed energy market outlook, which was already apparent at that time. We could see that a level of suppressed energy prices was coming. I think we are beginning to see that main plays off the east coast are being put on hold. Our argument is that we are prepared to continue through to the end of 1987 under that fiscal regime we had agreed to. If the government wants that level of activity to continue, we are still prepared to do that.

**Senator Lefebvre:** In your annual report, you state:

Husky is strong within the long term future of the Canadian petroleum industry. A number of major points are being raised with respect to national and provincial policies. Clearly, should some Middle East producers pursue "predatory pricing" to systematically disable the petroleum industry in other producing countries, national security questions and national policy questions will be inevitable. In early March, prices reached levels one could argue as "predatory".

Exactly what are you asking for here?

**Mr. Price:** We are not particularly asking for anything. We are saying that it is reasonably clear to us that a sustained period of pricing in the range of \$10 U.S. or lower will be simply devastating for most non-OPEC oil production. We are not particularly isolating North America in that statement, but the United States and Canada fall into that pool of non-OPEC production. We maintain that, as time goes on and if those prices are sustained at that level by pricing policies of the governments of other countries which have nominal populations relative to the countries that are on the other side of the equation, there will be a buildup of national debate because this will become an issue of national scale. We think that, as that debate builds up, part of it will involve our doing something or not doing something with respect to domestic energy policy issues.

Basically, we are saying that that debate has only just begun. If we go through the summer and into the fall with this kind of pricing, the impact of it will become more and more

[Traduction]

**M. Price:** Oui; les puits ne seront pas forcés, du moins pas dans un avenir prévisible.

**Le président:** A combien s'élevaient les subventions du PESP?

**M. Price:** Je dirais qu'elles représentent environ 70 p. 100 de ce montant; les subventions du PESP ne couvrent jamais tout notre investissement?

**Le sénateur Lefebvre:** J'imagine que vous êtes toujours en pourparlers avec la ministre de l'Énergie et ses fonctionnaires.

**M. Price:** Nous continuons de discuter. Nos arguments du début ont de plus en plus de poids. Initialement, nous prétendions qu'on surestimait le niveau d'activité susceptible d'être atteint avec la nouvelle politique fiscale et advenant un effondrement du marché de l'énergie, ce qui était déjà très prévisible à ce moment-là. Nous pouvions prévoir alors que le prix des ressources énergétiques descendrait. On s'aperçoit de plus en plus que les principaux intéressés ont commencé à reporter à plus tard leurs projets d'exploration sur la côte Est. Quant à nous, nous serions prêts à continuer nos travaux jusqu'à la fin de 1987 si on rétablissait le régime fiscal sur lequel nous comptions initialement. Si le gouvernement veut que l'exploration se poursuivre, il n'a qu'à agir en conséquence. Nous sommes toujours prêts à continuer nos travaux.

**Le sénateur Lefebvre:** Dans votre rapport annuel, vous mentionnez:

Husky Oil a de solides assises, si l'on considère l'avenir lointain de l'industrie pétrolière canadienne. Elle entretient toutefois des réserves importantes concernant certaines décisions politiques nationales et provinciales. Certes, si certains producteurs du Moyen-Orient continuent d'avoir une politique de prix aussi « vorace » pour déstabiliser systématiquement l'industrie pétrolière des autres pays producteurs, il faudra redéfinir nos plans pour garantir nos approvisionnements et nous doter d'une politique nationale de l'énergie. Au début de mars, les prix ont atteint un niveau qu'on pourrait qualifier de « vorace ».

A quoi voulez-vous en venir?

**M. Price:** Nous ne demandons rien. Tout ce que nous disons, c'est qu'il nous apparaît évident que si les prix se maintiennent aux environs de 10 \$ US le baril ou plus bas, la production pétrolière des pays indépendants de l'OPEP sera tout simplement déstabilisée. Nous ne voulons pas isoler l'Amérique du Nord comme telle, mais n'oublions pas que les États-Unis et le Canada sont parmi les pays producteurs indépendants qui ne font pas partie de l'OPEP. Nous soutenons qu'avec le temps, et si les prix se maintiennent à ce niveau en vertu de politiques appliquées dans des pays étrangers qui sont très peu peuplés en comparaison avec les pays du côté opposé de l'équation, il y aura de plus en plus de critiques, et le débat prendra une envergure nationale. Et ces critiques porteront, entre autres, sur les mesures que nous prendrons ou non pour régler notre problème énergétique.

A vrai dire, nous prétendons que le débat ne fait que commencer. Si l'on passe tout l'été et l'automne avec les prix que nous connaissons, nous en verrons les conséquences sur l'acti-



[Text]

apparent in terms of measured activity in the economy and in terms of implications for unemployment, shut-in oil production, energy security and so on. The debate will escalate to the national scale, whereas right now it is defined as being one of regional characteristics, one of western Canadian production *versus* central Canadian manufacturing and the maritime exploration cycle, which is now in jeopardy. I think that as time goes on, that debate will take on more national scope because it will become more apparent that the Ontario and Quebec type of economy is more linked to the petroleum investment climate than is apparent at this point.

**Senator Lefebvre:** Are you asking for regulation in terms of floor prices, for example, minimum prices, import taxes and so on? Surely you have to come to some conclusion. I agree with what you have just said, that it is not only a western Canadian problem. Eventually it has to be considered a national problem, and the sooner we realize this the better, but what is the bottom line?

**Mr. Price:** I spent some time describing it that way because the debate has to mature somewhat. There is a big "if" in the equation. If we are faced with a price of \$10 U.S. for another two or three years, for example, I think the debate takes on a totally different perspective and importance than it would if that price of \$10 U.S. per barrel continues for five months and then rises to \$18 U.S. per barrel for four years. No one yet knows what we are actually faced with. With a big "if", I would say that if it becomes apparent, say, later this summer or early this fall that we are faced with pricing policies by some other sovereign nations down in those ranges of from \$10 to \$12 per barrel on a sustained basis, with a particular purpose in mind—that is, to shut down competition and control the marketplace—then it seems to me that we have to adopt a pay level of counterbalancing policies. A level of counterbalancing policies can, I think, stop short of regulation and regulated prices. I think it could involve stabilization scenarios, which we do not hesitate to use in other industries for national reasons. It could involve arrangements with the United States, because by that time they may come around to a similar thought process that really they are quite vulnerable on a sustained pricing basis at that level; and so on. There are a number of dimensions that could be adopted. It could be a forward looking thing where governments single out three or four significant investment opportunities and take specific steps to ensure that they proceed, even in these times. They could take all of those dimensions. I think it could stop short of regulated pricing. I do not think that regulated prices need to be part of the resolution.

**Senator Lefebvre:** In your brief, at page 4, you speak of future and heavy oil development. You say:

Some of the major components necessary for the future development of heavy oil in Canada are:

1. price stability;

You may or may not be aware that this committee, in its interim report, recommended precisely along those lines for oil sands development, namely, that there would be a guaranteed minimum floor price. Is that what you are alluding to; are you

[Traduction]

vitée économique et sur l'emploi, sur la production pétrolière qu'on ne réussit pas à écarter, sur la sécurité énergétique et ainsi de suite. Le débat prendra une envergure nationale, alors qu'actuellement on a plutôt tendance à envisager le problème dans une perspective régionale, à considérer que la production de l'Ouest canadien, la structure manufacturière du Centre, ou le cycle d'exploration des Maritimes, sont en péril. Je crois qu'avec le temps, le débat deviendra de plus en plus national, car on deviendra de plus en plus conscient que les économies du Québec et de l'Ontario sont liées au climat d'investissement dans le secteur pétrolier.

**Le sénateur Lefebvre:** Espérez-vous que le gouvernement réglemente les prix, impose un prix minimum, établisse des taxes à l'importation, ou quoi? Il faudra prendre une décision quelque part. D'accord avec vous, le problème n'est pas limité à l'Ouest canadien. Il faudra en venir à considérer qu'il s'agit d'un problème national. Plus tôt nous le réaliserons, mieux ce sera, mais jusqu'où irons-nous?

**M. Price:** Si j'ai mis un certain temps à vous décrire la situation, c'est que je considère que le débat devra être tranché quelque part. Il y a bien des «si» dans l'équation. Si le prix se maintient à 10 \$US le baril pendant deux ou trois ans, par exemple, le débat prendra une allure et une perspective tout à fait différentes que si le cours pétrolier se maintenait à 10 \$US le baril pendant cinq mois puis remontait subitement à 18 \$US pour y rester pendant quatre ans. Personne ne sait ce qui nous attend. Mais avec une hypothèse aussi incertaine, si à la fin de l'été ou au début de l'automne, nous avions la quasi certitude que certains pays souverains veulent maintenir le prix entre 10 \$ et 12 \$ le baril dans le seul but de supprimer la concurrence et de contrôler le marché, il nous faudrait, selon moi, réagir et adopter une politique en conséquence. Pas nécessaire pour cela de formuler des règlements et de réglementer les prix. Nous pourrions songer par exemple à des scénarios de stabilisation analogues à ceux qu'on n'hésite pas à adopter dans d'autres secteurs pour des raisons nationales. Nous pourrions prendre entente avec les États-Unis, car on peut supposer qu'à ce moment, ils feraient face à une situation similaire à la nôtre et qu'ils seraient vraiment vulnérables si les prix se maintenaient à ce niveau. Il y a bien des dimensions que nous pourrions explorer. Nous pourrions dans une perspective optimiste privilégier trois ou quatre projets d'investissement et prendre les mesures nécessaires pour qu'ils soient menés à bien, même si la conjoncture ne s'améliorait pas entre-temps. Il peut y avoir diverses formules. On ne devrait aller jusqu'à réglementer le prix, à mon avis. Je ne crois pas que cela soit nécessaire.

**Le sénateur Lefebvre:** A la page 4 de votre mémoire, vous parlez de la mise en valeur future des gisements de pétrole lourd. Vous dites:

La mise en valeur des gisements de pétrole lourd au Canada nécessite: premièrement, des prix stables;

Peut-être n'êtes-vous pas au courant, mais, dans son rapport intérimaire, notre comité a formulé une recommandation analogue pour l'exploitation des sables pétroliers, à savoir, qu'il y ait un prix plancher minimum garanti. Est-ce à cela que vous

*[Text]*

saying that there should be a subsidy? What are you really saying regarding price stability, specifically on heavy oil?

**Mr. Price:** Actually it interacts, on heavy oil, with item number three, in the sense that the level of price stability depends really on two things: there is the world oil market stability, which is a broader dimension; and the second aspect is the actual value of heavy oil produced in North America within that world petroleum community. We have had exacerbated swings on the price of heavy oil because of the marketplace that we are in and the marketplace that we sell into, and the complication surrounding the transportation, and so on. So I think the level of price stability that we are talking about here is one that really is integrated with item number three and not necessarily involves a floor price or a regulated price; but that we get the heavy oil into a market arena that is at least as stable as the worldwide petroleum markets, as opposed to being even more unstable than the worldwide petroleum markets. Then you get into the second debate that I have had with respect to a broader energy policy.

**The Chairman:** Mr. Price, you said, with a big "if", that if it becomes apparent that we are in for a long-term period of low prices of \$10 or \$12, we will then have to do some rethinking. Do we have that time of four, five or six months, and can Husky Oil survive that period of five or six months? We have had evidence, for example, of Texaco that they are in an excellent fiscal position and can sustain this change in the market. In fact, they are in such good fiscal condition that they are ready to undertake a program of acquisition. Are you in the same category? How long can you sustain this low price?

**Mr. Price:** No, we are not in the same category, if you want to get specific about it.

**The Chairman:** How long can you sustain this \$10 or \$12 oil?

**Mr. Price:** We can sustain low oil prices through the Peace. We are financially sound to the extent that we could shut in all of our oil production and still pay off our debts and make money. So, as a corporation, we do not have a financial integrity problem. What I can say is that for this period between now, and say, this fall, I think the government should take the fiscal steps—PGRT, royalties, income taxes. They could take those steps now. It is obvious that they should be done. PGRT should be removed. Royalty adjustment should be made. They could take those steps right now, and that does not bring on the broader energy policy debate with respect to price. They could even adopt some interim voluntary participation in price stabilization vehicles for smaller producers, and that could be done on an interim basis. Those steps could all be done without involving the big energy debate, and those steps should be taken so that the industry does not decline beyond where it should during that period. But I think the whole debate, as to how to solve the longer term, if you take those interim steps,

*[Traduction]*

faites allusion? Voulez-vous dire que le gouvernement devrait subventionner le secteur? Qu'entendez-vous au juste par stabilisation du prix, dans le cas du pétrole lourd?

**M. Price:** En réalité, dans le cas du pétrole lourd, cette condition est tout particulièrement liée à la troisième, en ce sens que la stabilité des prix dépend vraiment de deux facteurs: globalement, que le marché international du pétrole soit stable, et sectoriellement, que le pétrole lourd produit en Amérique du Nord soit évalué à un juste prix par rapport au cours international. Nous avons trop laissé fluctuer le prix du pétrole lourd en raison de la nature du marché dans lequel nous évoluons et de la clientèle que nous desservons, et aussi de la complexité des coûts de transport et ainsi de suite. Je crois donc que la stabilité dont nous parlons ici est vraiment liée à la troisième condition, mais elle ne sous-tend pas nécessairement l'établissement d'un prix plancher ou d'un prix réglementé; il faut néanmoins que les ventes de pétrole lourd se fassent dans un marché qui est au moins aussi stable que les marchés internationaux du pétrole, et non le contraire. Cela m'amène à vous parler de notre deuxième objet de controverse concernant la politique énergétique dans son ensemble.

**Le président:** Monsieur Price, vous avez dit que si—et vous avez insisté sur le si—l'on constatait que le prix a tendance à vouloir demeurer aux environs de 10 \$ à 12 \$ le baril pendant un certain temps, il faudrait reconcevoir toute notre politique énergétique. Faudrait-il le faire dans quatre, cinq ou six mois, et Husky Oil pourra-t-elle survivre jusqu'à là? Nous avons entendu les représentants de Texaco dernièrement et ceux-ci nous ont affirmé que leur entreprise était dans une excellente position fiscale et qu'elle pouvait tenir le coup malgré les conditions actuelles du marché. De fait, cette pétrolière est tellement en bonne posture fiscale qu'elle est prête à entreprendre un programme d'acquisitions. Faites-vous parties de la même catégorie? Combien de temps pouvez-vous tenir avec un prix aussi bas?

**M. Price:** Non, nous ne sommes pas dans la même catégorie, vous pouvez en être certains.

**Le président:** Jusqu'à quand pouvez-vous subsister si le prix se maintient à 10 \$ ou 12 \$?

**M. Price:** Cela ne pose pas de problème, dans notre cas. Nous sommes en bonne posture financière: nous pourrions emmagasiner toute notre production pétrolière, faire face à nos obligations et réaliser des profits. Donc, en tant que société, nous n'avons aucun problème financier. Tout ce que je puis vous dire c'est que d'ici à, disons, l'automne, le gouvernement devrait intervenir sur le plan fiscal, au niveau de la TRPG, des redevances et des taxes. Il devrait agir dès maintenant. Il n'y a aucun doute là-dessus. La TRPG devrait être abolie. Les redevances devraient être révisées. Il faudrait annoncer ces mesures dès maintenant. Pas question de relancer le débat sur la politique énergétique en ce qui concerne le prix. Il pourrait même adopter temporairement une formule de stabilisation des prix pour les petits producteurs, dont l'adhésion serait volontaire. Ce programme serait provisoire. Pas question pour cela de relancer le grand débat sur la politique énergétique. Ces mesures devraient être prises afin que l'industrie ne périclite pas. Quant au débat de fond portant sur la façon dont on devra



[Text]

can be left to see how the longer term develops over the next three, four or five months.

**The Chairman:** Do you advocate those interim steps fairly quickly?

**Mr. Price:** Sure.

**Senator Kenny:** Mr. Price, on page 3 of your presentation you are really making a case for government subsidy when you refer to a "rebate of federal and provincial special taxes on oil products to long range, strategic investments in domestic production". We have had witnesses come before this committee who have suggested to us that this sort of support encourages inefficiency in noneconomic use of resources and that efficient well-managed companies do not need government support. What is Husky's case for that sort of government intervention?

**Mr. Price:** First, I should perhaps make the point that that is not in any way meant to be corporate oriented—our particular company versus the industry. All that I am doing is making a kind of interesting point, which is that the petroleum industry could bring on these higher costs, long-term oil supply arrangements, at current gasoline and diesel fuel prices; and, when you say it that way, it sort of gets people's attention a little bit, because people have a totally different perception of what is the actual value and the cost of bringing on long-term supply sources compared to the consumer in the marketplace. I guess the only point that is being raised here is whether it is more logical, in times like this, for governments to tax consumers and to use that tax stream to specifically tax oil consumers—because that is what these are: they are special taxes applied to oil consumers—and to do the other things that governments do; or does it make some sense to consider that if that special tax is going to be levied on all consumers, a component of it could be rebated to the domestic oil producers so that in the event of a downturn in the economy, if we are going to ride with absolutely free prices in the short term, all of the long-range projects do not get put off until those same consumers, who paid that special tax, are faced with \$50 oil prices. I think there is an intellectual linkage here. It seems to me that one alternative is to give to the consumer, who is paying the special tax, the benefit of the tempered supply and demand equation by paying that tax. The way to temper the supply demand equation, is to bring on, within the price that he is prepared to pay, some additional domestic supply sources. In that way, it will not cost the consumer one more cent. The logic for this approach is pretty sound. Otherwise, with oil prices at \$10 to \$12 or even \$15 or \$18 for the next four years, and in the absence of any other kind of government involvement, those investments which I outlined will simply lie dormant through that period of time. Of course, that is the other side of the policy debate, and it is a reasonable one as well. However, I am raising here an approach that does not involve regulation or consumer subsidies, because the consumer is already paying those subsidies. By my definition, it does not involve government subsidy, because the government is applying a special tax

[Traduction]

régler le problème à long terme, il pourrait être reporté dans trois, quatre ou cinq mois. A ce moment, on aurait une meilleure idée de la conjoncture. Reste qu'il serait essentiel d'adopter ces mesures provisoires dès maintenant.

**Le président:** Êtes-vous en faveur d'une application rapide de ces mesures provisoires?

**M. Price:** Bien sûr.

**Le sénateur Kenny:** Monsieur Price, à la page 3 de votre exposé, vous insistez sur la nécessité d'un financement gouvernemental lorsque vous parlez de la réduction des taxes spéciales, fédérales et provinciales, sur les produits du pétrole pour les investissements stratégiques à long terme dans la production nationale. Certains témoins qui ont comparu devant le Comité nous ont laissé entendre que ce type d'appui favorise l'inefficacité et l'utilisation non rentable des ressources et que les sociétés bien gérées et efficaces n'ont pas besoin de l'appui du gouvernement. Comment Husky justifie-t-elle l'aide gouvernementale?

**M. Price:** Tout d'abord, je devrais signaler que cela ne vise aucunement une société donnée par rapport à l'industrie. En fait, il est important de noter que l'industrie du pétrole pourrait conclure ces ententes coûteuses d'approvisionnement de pétrole à long terme aux prix actuels de l'essence et du diesel; en formulant l'idée de cette façon, on intéresse les consommateurs puisque leur perception de la valeur réelle et du coût d'établissement de sources d'approvisionnement à long terme diffère tout à fait de celle de l'industrie. En fait, il s'agit simplement de déterminer, à une époque comme la nôtre, il est plus logique pour les gouvernements d'imposer des taxes aux consommateurs, plus particulièrement aux consommateurs de pétrole, et de continuer d'agir de la façon dont ils agissent normalement, ou bien, d'imposer la taxe spéciale à tous les consommateurs, dont une partie pourrait être remboursée aux producteurs nationaux de pétrole de sorte que, advenant une baisse de l'activité économique, si on laisse les prix fluctuer à court terme, tous les projets à long terme ne soient pas mis de côté jusqu'à ce que les mêmes consommateurs, qui se sont acquittés de la taxe spéciale, se voient confrontés avec un prix de 50 \$ le baril. Je crois qu'il y a lieu d'établir un lien de pensée ici. Il me semble qu'une des solutions consisterait à donner aux consommateurs, qui s'acquittent de la taxe spéciale, la possibilité de profiter du rapport pondéré entre l'offre et la demande en s'acquittant de cette taxe. La façon de pondérer ce rapport consiste à ajouter quelques autres sources nationales d'approvisionnement au prix que les consommateurs sont disposés à payer. De cette façon, ils n'auront pas un cent de plus à payer. Le raisonnement est judicieux. Autrement, si les prix du pétrole s'élèvent à 10, 12, 15 ou 18 \$ au cours des quatre prochaines années et que le gouvernement n'accorde aucune aide, ces investissements dont j'ai parlé resteront improductifs durant toute cette période. C'est là, bien entendu, l'autre aspect du débat qui est tout aussi valable. Toutefois, je propose ici une approche qui n'a recours ni à la réglementation ni à la participation des consommateurs, puisque ceux-ci payent déjà des taxes. Elle ne nécessite pas non plus le financement gouvernemental parce que le gouvernement prélève une taxe spéciale sur ce même produit. Sans utiliser les recettes générales, il tire



[Text]

on this very same product. It is not using general revenue, but is taking that revenue out of the product in the first place. It is an interesting debate.

**Senator Kenny:** It seems to me that, if you are asking for a rebate on a tax that exists, in effect you are asking for a subsidy. The argument has been put to us that if a project is economic in a given environment then it is economic, and, if it is not it is not, and if you want a free market system and you do not think that it is economical to make the investment at the present time, you wait until it is and bring it on later.

**Mr. Price:** I agree. That is one policy position that has its advantages and its disadvantages. With regard to the alternative I outlined, the advantages would be shorter term and the disadvantages would be of a longer term. However, that is the government's job, to weigh the pros and cons of such an alternative. I do not particularly agree that in giving up a tax that is in place you are providing a subsidy. If that is the case, then it is a pretty sad view, when you consider 15 or 20 years of what we have been doing and apply your definition of a tax as a subsidy, of the future. It will become pretty tough to invest a dollar and to make a dollar.

**Senator Kenny:** May we move on to page 4 of your brief. I would like to work through the components listed, starting at the bottom of the page, that you feel are necessary for future development of heavy oil. The first one is price stability. Do you ever expect to see price stability?

**Mr. Price:** Perhaps the choice of words is not proper. From my point of view price stability is a lot different than it is from the government's point of view. You have to look at it from the point of view of an investor. Price stability does not mean regulated prices or floor prices. It means that within a reasonably free market the market works efficiently. There are two main complications in the heavy oil industry in Canada with regard to the free market and how it works characteristically. First, the world oil market is not a free market. In other words, if the Saudi Arabians adopted the Canadian and American energy policies, we would have \$6 oil for the next 15 years, because their idea of a free market is to produce all the oil you can, and they can produce a heck of a lot of oil at \$7 or \$8 per barrel.

**The Chairman:** Was there ever a free market?

**Mr. Price:** There might have been at some time. The members of the committee might remember it, but I certainly do not.

**The Chairman:** Does it matter whether it is Saudi Arabia setting the price or the multinationals setting the price? Was there ever a free market?

**Mr. Price:** Perhaps if you go back far enough, there was a period when there was a free market. What we are saying here is that if you had normal economic swings in the free market, it would be fine. In the heavy oil industry in the western Canadian basin, there is no domestic market. It simply does not exist. The industry is totally dependent on the export mar-

[Traduction]

la recette des impôts imposés à ce même produit. Le débat n'est pas sans intérêt.

**Le sénateur Kenny:** Il me semble que si vous demandez la réduction d'une taxe qui existe déjà, vous demandez, en fait, une subvention. Certains prétendent que si un projet est rentable dans un contexte donné, alors il est rentable et s'il ne l'est pas, il ne l'est pas, c'est tout, et que si l'on veut un marché libre et que l'on ne croie pas que l'investissement sera rentable pour l'instant, il faut attendre et investir les fonds plus tard.

**M. Price:** Je suis d'accord. C'est une façon de voir les choses qui a ses avantages et ses inconvénients. Les avantages seraient à court terme tandis que les inconvénients seraient à long terme. Toutefois, le gouvernement a la responsabilité de peser le pour et le contre de pareilles solutions. Quant à moi, je ne crois pas vraiment que le fait de supprimer une taxe équivaille à une subvention. Ce serait une vision bien négative de l'avenir s'il en était ainsi, compte tenu de ce que nous avons fait ces quinze ou vingt dernières années si vous assimilez une taxe à une subvention. Ce sera très difficile à l'avenir d'investir et de réaliser un bénéfice.

**Le sénateur Kenny:** J'aimerais que nous passions à la page 4 de votre mémoire et que nous nous penchions sur les facteurs qui y sont énumérés, au bas de la page, et que vous estimez nécessaires à l'exploitation future du pétrole lourd. Le premier est la stabilité des prix. Croyez-vous que les prix se stabiliseront jamais?

**M. Price:** Peut-être le choix de mots n'est-il pas juste. Mon idée de la stabilité des prix diffère beaucoup de celle du gouvernement. Il faut l'envisager du point de vue d'un investisseur. Des prix stables ne signifient pas des prix réglementés ou des prix minimum. Cela signifie que dans un marché raisonnablement libre, l'offre et la demande sont harmonieuses. L'industrie canadienne du pétrole lourd présente deux difficultés par rapport au marché libre et elle fonctionne en conséquence. Tout d'abord, le marché mondial du pétrole n'est pas un marché libre. Autrement dit, si l'Arabie Saoudite adoptait les politiques énergétiques canadienne et américaine, le pétrole se vendrait à 6 \$ ces quinze prochaines années puisque, d'après sa perception d'un marché libre, elle produirait le plus de pétrole possible et elle peut effectivement produire beaucoup de pétrole à 7 \$ ou 8 \$ le baril.

**Le président:** Le marché a-t-il jamais été véritablement libre?

**M. Price:** Peut-être à certains moments. Les membres du Comité s'en souviennent peut-être, mais pas moi.

**Le président:** Que ce soit l'Arabie Saoudite ou les multinationales qui déterminent les prix, cela fait-il une différence? Le marché a-t-il jamais été libre?

**M. Price:** Si vous remontez suffisamment en arrière, il fut un temps où le marché était libre. Nous tenons tout simplement à insister sur le fait que si, dans un marché libre, les fluctuations économiques étaient normales, ce serait parfait. L'industrie du pétrole lourd du bassin de l'Ouest canadien n'a pas de marché national. Il n'en existe pas. L'industrie dépend

## [Text]

ket, which is a pretty narrow one. It is focused mainly in the northern United States. We do not have price stability, because we do not have a marketplace to provide it. One of the reasons why we in Husky pursue the upgrading process is that that market is a lot more stable than the heavy oil market. Though it has the worldwide market complications, it does not have the heavy oil market complications, so it is more stable. That is the variable we remove by following the upgrading process.

**Senator Kenny:** I am beginning to see from your answer how the different points link. With regard to price stability, are you talking about a range for the future? I am no further ahead from your explanation of what you mean by price stability.

**Mr. Price:** Perhaps it would be better if we said, "normal economic pricing environment." In terms of pricing, we have to take out the special variables that apply to heavy oils. I refer to such variables as transportation, diluents and the market for the heavy oil produced in western Canada. By building an upgrader or, at least, having a significant component of our projection geared in that way, we take out all those variables. We also have price stability as it relates to the oil industry. It may not be stability in terms of oil prices, but we are a stable producer within the oil industry economic environment. Of course, we are still faced with whatever swings that occur in oil pricing. This approach says basically, "As long as we are faced with a reasonable oil market and as long as we can rule out sustained predatory pricing swings, we have a reasonably good investment market." How do you rule those factors out? You have to believe that these factors will not last, that the economic parameters will not allow them to last, or that domestic policy will be adjusted from time to time to temper them if they do last. That is what we are thinking of in terms of item 1.

**Senator Kenny:** Perhaps I will understand it better when we get to the end of the list.

Under item two, "capital availability", could you comment for us on this subject? We see that you have significantly reduced your debt over the past few years. You have a clean balance sheet. Can you tell us about the problems you face in terms of raising capital?

**Mr. Price:** Senator, "capital availability" means efficient cost capital availability, and again, for this kind of heavy oil development, if you include the upgrading plant, you need substantial amounts of low-cost capital. This capital must have a long-term characteristic. If you have that, you can ride through these swings in prices, and that is all wrapped into "capital availability".

Clearly, in these times, both debtors and equity investors are steering clear of the oil business because of the uncertainty involved in the oil business. That narrows down the available capital to internally generated cashflow where the management may think differently from the outside investor. The

## [Traduction]

totallement de son marché d'exportation, qui est plutôt limité. Ce marché est situé surtout dans le nord des États-Unis. Si les prix ne sont pas stables, c'est que nous n'avons pas de marché qui le permette. C'est l'une des raisons pourquoi Husky s'intéresse aux opérations de transformation, ce marché étant beaucoup plus stable que celui du pétrole lourd. Même si la transformation présente des complications sur les marchés mondiaux, elle ne présente pas celles du marché du pétrole lourd, et elle est donc plus stable. C'est là la variable que nous éliminons en nous intéressant à la transformation.

**Le sénateur Kenny:** Je commence à comprendre comment les différents points se rattachent les uns aux autres. En ce qui concerne la stabilité des prix, voulez-vous parler d'une gamme de prix? Votre explication ne m'a pas éclairé sur ce que vous entendez par «stabilité des prix».

**M. Price:** Peut-être aurais-je dû dire «l'établissement des prix dans un contexte économique normal». Pour établir les prix, nous devons éliminer les variables qui s'appliquent au pétrole lourd. Il s'agit du transport, des diluants et du marché du pétrole lourd produit dans l'ouest du Canada. En mettant sur pied une usine de transformation ou, du moins, en nous orientant sensiblement dans ce sens, nous supprimons ces variables. Nous assurons également la stabilité des prix dans l'industrie pétrolière, peut-être pas la stabilité des prix du pétrole, mais nous sommes des producteurs stables dans le contexte économique de l'industrie pétrolière. Bien entendu, nous devons faire face à toutes les fluctuations des prix du pétrole. En somme, nous estimons qu'aussi longtemps que le marché du pétrole sera raisonnable et qu'aussi longtemps que nous pourrions éviter toute fluctuation persistante de prix malhonnêtes, le marché de l'investissement sera raisonnablement bon. Comment pouvons-nous éliminer ces facteurs? Il faut se persuader que ces facteurs ne persisteront pas, que les paramètres économiques ne le permettront pas, ou que la politique nationale sera adaptée de temps à autre pour modérer ces facteurs, s'ils persistent. C'est ainsi que nous considérons le premier point.

**Le sénateur Kenny:** Peut-être comprendrai-je mieux lorsque nous arriverons à la fin de la liste.

J'aimerais que vous nous donniez des explications sur le deuxième point, «disponibilité de capitaux». Vous semblez avoir considérablement réduit votre dette ces dernières années. Votre bilan ne fait état d'aucune dette. Pouvez-vous nous donner une idée des difficultés que vous avez à rassembler des capitaux?

**M. Price:** Sénateur, par «disponibilité de capitaux», on entend la disponibilité de capitaux dont le loyer est raisonnable, je le répète, dans ce genre d'exploitation de pétrole lourd, si vous tenez compte de l'usine de transformation, il vous faut beaucoup de capitaux à bon marché. Le capital doit être disponible à long terme. À partir de là, vous pouvez assurer les fluctuations de prix; c'est ce que l'on entend par «disponibilité de capitaux».

Manifestement, par les temps qui courent, aussi bien les débiteurs que les investisseurs préfèrent ne pas s'approcher de l'industrie pétrolière, vu son instabilité. Par conséquent, les capitaux disponibles se limitent aux fonds autogénérés, car la direction de l'entreprise voit peut-être les choses différemment



[Text]

management or the existing shareholders may be prepared to say that it is still a fair bet and they want to make that bet, but that is a pretty narrow source of capital for big projects or long-term projects for anything but the biggest companies. That is what "capital availability" is all about.

For us, we are solid financially, but, in the scheme of multibillion dollar projects, we are not a big company. In that scale of projects we are a smaller company.

**Senator Kenny:** Is an upgrader too big a project for a company of your size?

**Mr. Price:** Senator, are you talking about in these times? Simplistically, as a corporation doing it by itself, then it is, absolutely. In every dimension, we find the debt ourselves, we find the equity ourselves and we put it all at risk to the company, and it has been too big for our corporation from the start. That is why we approached it in the way that we did.

What is sort of interesting about the upgrader project is that it has a great number of attractions for the oil industry at large, and it has some attractions for the provincial governments and for the federal government. When we first put it forward, we put forward some clear principles, one of which was that we did not want any subsidies and we did not want any grants. We told the governments approximately what it would take to pursue the upgrader project, and we simply said; "Tell us if you do not like it, because if you do not like it, we will go on to something else," and the governments said "No, we would like to pursue discussions in that framework." That framework was a level of loan guarantees to make the capital available.

**Senator Kenny:** If it is such an attractive project to the industry as a whole, why is it that some of the big players who have the resources have not gone after the project? Why are we not seeing a Shell or an Imperial pursue such a project?

**Mr. Price:** As a matter of fact, Esso did agree to participate in the project by taking on the obligations for half the feed stock and entering into a pricing arrangement which gives the upgrader logical returns under any reasonable price outlook, and there was a specific, negotiated, formula price with that characteristic. Therefore, Esso is participating through the feed stock agreement and through taking some risk on the price side under the formulas negotiated.

When you actually get right down to it, the logic in investing in upgrading is pretty-well narrowed down to the big heavy oil players because the impact on the marketplace, the level of capital and the benefits can only really be felt by those kinds of companies.

When you get right down to it, there are really only the two of us in that marketplace at this stage on any kind of real scale, and that is Esso and Husky, and we are both in the project. Esso have their own reasons for not wanting to invest directly in the upgrader plant, but they are, and have been,

[Traduction]

de l'investisseur de l'extérieur. Les directeurs ou les actionnaires seront peut-être disposés à aller de l'avant mais, pour la plupart des entreprises, mises à part les plus grosses, les fonds devant être investis dans des gros projets ou dans des projets à long terme s'en trouvent plutôt limités. Voilà ce qu'est la "disponibilité de capitaux".

Quant à nous, bien que nous soyons financièrement en bonne posture, nous ne nous considérerons pas comme une grosse compagnie pouvant investir dans des projets nécessitant des milliards de dollars. Sur ce plan, notre société a peu d'envergure.

**Le sénateur Kenny:** Une usine de transformation serait-elle un projet trop important pour une entreprise comme la vôtre?

**M. Price:** A notre époque, sénateur? En termes simplistes, je vous répondrai sans hésiter par l'affirmative, notre entreprise n'obtenant aucune aide extérieure. De fait, nous contractons nous-mêmes nos dettes, nous trouvons nous-mêmes nos capitaux et les investissons tous dans la société; dès le début, le projet a été trop gros pour nous. C'est pourquoi nous avons procédé ainsi.

Le projet de l'usine de transformation a cela d'intéressant que l'ensemble de l'industrie pétrolière, les gouvernements provinciaux et le gouvernement fédéral sont susceptibles d'être attirés par plusieurs de ces aspects. Lorsque nous avons lancé l'idée, nous avons établi quelques règles claires dont l'une était que nous refuserions tout subside ou subvention. Nous avons dit aux gouvernements que nous avions à peu près ce qu'il fallait pour mettre le projet à exécution: «Dites-nous si vous n'êtes pas d'accord, car si vous n'êtes pas d'accord, nous chercherons autre chose», ce à quoi les gouvernements ont répondu: «Non, nous aimerions continuer les pourparlers dans cette optique». L'optique était d'obtenir des garanties d'emprunt permettant de libérer les capitaux.

**Le sénateur Kenny:** Si ce projet est tellement attirant pour l'ensemble de l'industrie, pourquoi certains des gros investisseurs ne s'y sont-ils pas intéressés? Pourquoi la Shell ou l'Imperial Oil n'ont-elles pas mis sur pied un projet semblable?

**M. Price:** A vrai dire, Esso a accepté de prendre part au projet en assurant la moitié de la charge d'alimentation et en concluant une entente d'attribution des coûts d'après laquelle le rendement de l'usine de transformation sera logique quels que soient les prix, dans la mesure où ils sont raisonnables; elle a négocié une formule d'établissement de prix qui fait l'affaire. Par conséquent, Esso participe au projet dans le cadre de l'entente relative à la charge d'alimentation tout en prenant certains risques à l'égard des prix déterminés par les formules.

Essentiellement, l'idée d'investir dans un projet de transformation paraît logique pour des gros producteurs de pétrole lourd car ce sont les seuls qui puissent vraiment être touchés par les répercussions sur le marché, les capitaux et les bénéfices.

En réalité, il n'y a que deux joueurs importants, la Esso et Husky, et tout deux participent au projet. Esso a ses propres raisons de ne pas investir directement dans une usine de transformation, mais elle est disposée à investir dans le secteur de la



**[Text]**

prepared to invest in the upgrading economics through the formula pricing.

**Senator Kenny:** What can you tell us about item three: "Long-term markets and availability of diluents and pipeline capacity for transportation?"

**Mr. Price:** If you have any significant economics in heavy oil, you have the shape of this curve which we pointed out a little earlier. That gives you an interesting characteristic. If you look at that curve once more, and it is the second one entitled: "Heavy oil development analysis"—you will see at the bottom of that page that we have this existing reserve potential. The graph flattens out and then, as soon as you get to \$25 per barrel, it climbs steeply up. That curve can be extrapolated in a lot of directions once beyond that. What is interesting here is that you either have pretty marginal economics and nominal production, or you get over a threshold and all of a sudden you have all kinds of heavy oil that is economic. Also, as soon as you are going up that curve—which is where we were two years ago—you see what happens in the industry. Everyone invests in heavy oil; everyone brings on heavy oil production and the production levels grow in an escalating way. If you are in that league at all in terms of pricing, the one thing you are sure you have, with respect to anything over \$25 a barrel sustained wellhead price—looking out for heavy oil Canadian—you bring in a whole bunch of potential reserves and you bring on a whole bunch of production, and you find you do not have the ability to transport and market it.

If you are down in around these \$15 to \$20 a barrel levels, that production will not come on-stream and we will continue to go along as we did in the last decade and sell normal levels of oil into the U.S., northern tier market, and that will work. That is the characteristic of this business. In other words, you are either walking a pretty restricted path or all of a sudden you step into this other area and bring on a whole bunch of incremental economic reserves. When you do that, we do not have a market for that and we have a diluent problem, we have a pipeline problem and we have a market problem. How do you deal with that kind of market problem in that kind of pricing outlet? But they are linked, and that is where that comment comes from earlier in this section where we say you cannot forget the linkage in the amount of production of heavy oil to the pricing equation. They are linked. If we are in any kind of aggressive pricing environment, we will have all kinds of heavy oil. In fact, too much for the traditional market.

**Senator Kenny:** Dealing with markets first, things look pretty good when the price goes up. I can see how production goes up when the price goes up, but it seems to me that the market actually goes down when the price goes up; in other words, the higher your price goes, the smaller your market will be. I do not understand why you are directing me to this graph.

**Mr. Price:** No, that graph is on the production side.

**Senator Kenny:** Very well.

**[Traduction]**

transformation en s'appuyant sur la formule d'établissement des prix.

**Le sénateur Kenny:** Que pouvez-vous nous dire au sujet du troisième point qui porte sur les marchés et la disponibilité à long terme des diluants et la capacité de transport des pipelines?

**M. Price:** Si le pétrole lourd est assujéti à des facteurs économiques importants, on obtient cette courbe que nous vous avons décrite un peu plus tôt. C'est un point intéressant. Si vous analysez la seconde courbe, «Analyse de l'exploitation du pétrole lourd», vous vous rendrez compte, en vous reportant au bas de la page, que nous avons ce potentiel de réserve. La courbe s'applatit et, aussitôt que le prix du baril s'élève à 25 \$, la courbe monte en pente raide. Cette courbe peut être extrapolée dans de nombreuses directions une fois ce niveau atteint. Toutefois, de deux choses l'une: ou bien vous avez des conditions économiques très marginales et une production nominale, ou bien vous dépassez le seuil et la production de tous les types de pétrole brut devient soudainement rentable. De plus, dès que vous commencez à grimper, c'est là que nous étions il y a deux ans, vous voyez comment réagit l'industrie. Tout le monde investit dans du pétrole lourd, tout le monde se met à produire du pétrole lourd et les niveaux de production montent en flèche. Si vous pouvez vous permettre ces prix, à supposer que le baril se vend 25 \$ à la tête de puits—et je parle du pétrole lourd canadien—vous utilisez un grand nombre de réserves potentielles et vous augmentez la production, pour vous rendre compte que vous n'avez pas les moyens de transporter et de commercialiser votre pétrole.

Si l'on n'obtient que 15 \$ à 20 \$ le baril, cette production ne sera pas écoulée et nous continuerons à procéder comme nous l'avons fait au cours de la dernière décennie, c'est-à-dire à vendre des quantités normales de pétrole aux États-Unis, sur le marché de second plan du Nord, et nous arriverons à nos fins. C'est ce qui caractérise ce genre d'activité. Autrement dit, ou bien vous suivez une voie grandes assez étroite, ou bien vous débouchez tout à coup dans cette autre voie, où vous suscitez un tas de réserves économiques supplémentaires. Vous n'êtes pas pour autant assuré d'un marché et vous faites face à un problème de diluant, de pipeline et de commercialisation. Comment régler ce genre de problème de commercialisation avec un tel mécanisme d'établissement des prix? Ces deux aspects sont liés et c'est pourquoi on a déjà dit ici qu'il ne fallait pas oublier qu'il existe une corrélation entre la quantité de pétrole lourd produit et l'équation de l'établissement des prix. Ce sont deux facteurs connexes. Si la lutte des prix est serrée, nous aurons l'embarras du choix pétroles lourds. Trop en fait pour le marché traditionnel.

**Le sénateur Kenny:** D'abord au sujet du marché il semble fort bien se comporter lorsque les prix montent. Je comprends que la production augmente lorsque les prix montent, mais il me semble que c'est le contraire qui se passe sur le marché: plus les prix montent, plus le marché se restreint. Je ne comprends pas pourquoi vous me montrez ce tableau.

**M. Price:** Non, ce tableau vise la production.

**Le sénateur Kenny:** Fort bien.

[Text]

**Mr. Price:** It simply says—

**Senator Kenny:** When price goes up, things look great?

**Mr. Price:** Not just great; also, you multiply the reserves in an escalating fashion as soon as you hit this price threshold.

**Senator Kenny:** I understand that, but when you start hitting that price threshold, I visualize your markets shrinking.

**Mr. Price:** The markets for heavy oil?

**Senator Kenny:** Yes.

**Mr. Price:** The traditional markets for heavy oil will shrink to some extent because those traditional markets for heavy oil are industrial fuel oil uses, low-grade industrial fuels and it is competing, for instance, with natural gas and coal. As soon as you go up into those price ranges, of course natural gas and coal become more and more competitive, as does electricity generated by other sources. Therefore, you end up with a decline on the market side and this rapid increase on the production side for heavy oil. The question is: What is the situation with respect to light oil? If you upgrade, then you are out of that market and you are into a different market.

**Senator Kenny:** I am confused here. It sounds funny, but you are talking about the price going up and that is great for producers. However, you are producing a great deal and your market is shrinking. It sounds as if you are storing a lot of oil at that point.

**Mr. Price:** No, North America is still short of oil. Therefore, if you have access to the United States, it is hard to conceive of the scenario, even at \$50 per barrel, where North America is not importing oil. Therefore, there is still a market. The question is: What is the price? The market exists for good quality light oil; a combination of light oil and heavy oil. The question is: What is the combination and what is the price?

The only way that the price gets up to those levels is that the other sources of oil, namely the OPEC sources, have restrained their production enough so that that price is there, or the domestic governments in the United States and Canada adopt policies that put the price there. There are only two variables that will make the price go into that price range. If the price is there for those reasons, there is still a demand for the oil because North America still consumes a hell of a lot more oil than it produces.

**Senator Kenny:** Given the unlikelihood of the OPEC countries restraining their production, what policies are you looking at to create markets for your heavy oil?

**Mr. Price:** We are not looking for any, really. You prefaced that question by saying it is unlikely that OPEC will increase the prices. You have been prepared to look at this over a decade. I am not so sure that the events we have seen do not actually enhance the probability of higher prices in 1990 to 1995. This is just a price volume on the production side sensitivity.

On the world oil markets, any one of us could take a guess at what might happen. However, at this stage, clearly, in the

[Traduction]

**M. Price:** Il dit simplement...

**Le sénateur Kenny:** Que lorsque les prix grimpent, tout va pour le mieux?

**M. Price:** Pas simplement pour le mieux; nos réserves augmentent de façon alarmante dès que les prix atteignent ce seuil.

**Le sénateur Kenny:** Je le comprends, mais lorsque vous pouvez obtenir ce prix, j'imagine que vos marchés se rétrécissent.

**M. Price:** Les marchés de pétrole lourd?

**Le sénateur Kenny:** Oui.

**M. Price:** Les marchés traditionnels de ce pétrole se contracteront dans une certaine mesure parce que leurs débouchés sont le fuel-oil industriel, les combustibles industriels à faible teneur, et qu'ils concurrencent, par exemple, le gaz naturel et le charbon. Dès que vous atteignez cette gamme de prix, le gaz naturel et le charbon, bien sûr, deviennent de plus en plus concurrentiels, comme l'électricité produite par d'autres combustibles. Le marché accuse une baisse et la production de pétrole lourd monte en flèche. On peut alors se demander: qu'en est-il du pétrole léger? En l'améliorant nous nous excluons de ce marché pour nous retrouver sur un marché différent.

**Le sénateur Kenny:** Je ne vous suis pas. Il est plutôt curieux que vous parliez d'une hausse des prix qui satisfasse les producteurs. Toutefois, vous produisez en grande quantité et votre marché se rétrécit. Il faut croire alors que vous entreposez de grandes quantités de pétrole.

**M. Price:** Non, l'Amérique du Nord manque toujours de pétrole. Par conséquent, si l'on a accès aux États-Unis, il est difficile de penser, même à 50 \$ le baril, que l'Amérique du Nord puisse ne pas importer de pétrole. Le marché est donc là, mais la question est de déterminer le prix. Il existe un marché pour le pétrole léger de bonne qualité; un alliage de pétrole léger et de pétrole lourd. Mais de quoi se composera le mélange et quel en sera le prix?

Les prix n'atteignent ce niveau que si les autres producteurs de pétrole, notamment les pays de l'OPEP, limitent assez leur production pour provoquer cette hausse de prix, ou que les gouvernements des États-Unis et du Canada adoptent des politiques qui font monter le prix à ce niveau. Il n'y a que deux variables qui pousseraient le prix à ce niveau. Si cela se produit la demande de pétrole persistera parce que l'Amérique du Nord consomme encore beaucoup plus de pétrole qu'elle n'en produit.

**Le sénateur Kenny:** Comme il est improbable que les pays de l'OPEP limitent leur production, quelles mesures comptez-vous prendre pour créer des marchés pour votre pétrole lourd?

**M. Price:** Nous n'en cherchons pas vraiment. Vous avez posé votre question en disant qu'il était improbable que les pays de l'OPEP haussent leurs prix. Il faut envisager la question sur une période de dix ans. Je ne suis pas si sûr que les événements auxquels nous avons assisté ne provoqueront pas en fait une montée des prix entre 1990 et 1995. Le prix est toujours subordonné à la production.

Sur les marchés mondiaux du pétrole, n'importe qui d'entre nous peut se mettre à deviner ce qui pourrait se produire. Tou-



[Text]

short term it looks as though there will be very depressed oil prices. But I am not sure that that might mean in the longer term more aggressive oil prices. I do not know what that means for the longer term.

**Senator Kenny:** What is the problem with the availability of diluents?

**Mr. Price:** Basically, the diluent availability is directly tied to Alberta oil production and natural gas production, and has been relatively stagnant in terms of levels in recent times. The diluent is essentially utilized at current heavy oil production levels.

If there is any substantial increase in oil production from current levels, there just is not diluent available to blend with the heavy oil in order for it to meet pipeline specifications. You actually have a technical transmission problem with respect to the heavy oil, if you cannot blend it to get it into pipeline specifications.

**Senator Kenny:** What do you do then?

**Mr. Price:** So far we have not really hit that one. Sometime ago we experienced that for a short time, and that meant shut-in heavy oil. You simply have to have some kind of product to blend with the heavy oil to get it up to pipeline specifications or the pipelines will not accept it. It can mean shut-in; it could mean you pay something more for another kind of diluent. However, basically, when you are out of diluent in the current market, you are really in trouble.

**Senator Kenny:** What is the problem with pipeline capacity?

**Mr. Price:** That is the Interprovincial Pipe Line—the western Canada pipeline capacity problem which is limiting conventional throughput on the pipeline, and is trying to balance between heavy and conventional oil. If you increase additional heavy oil production, that exacerbates that problem. There is some work being done there, and by the end of 1986 I believe we will have that ironed out for the short term. So there is pipeline capacity work being done.

**Senator Kenny:** In point 4, you are looking for the tax break you are referring to on page 3?

**Mr. Price:** Maybe I can go back and make sure everyone understands what we are saying on page 3. Page 3 is only raising a dimension for a debate. The company is not particularly proposing page 3. It is saying: Let us discuss this whole debate, with a little wider point of view, focusing on the narrow definition of oil prices; let us bring in as part of the debate the question of what consumers pay. On page 5, point 4, this is government acknowledging that heavy oil cannot afford to pay any substantial amount of royalties and direct revenue taxes in the form of PGRT and so on. Governments have to understand and acknowledge that the benefits in developing heavy oil come through employment and all the indirect dimensions of the cost intensive nature of heavy oil. Governments have been coming around to that. There are different royalty schedules

[Traduction]

tefois, à ce stade-ci, on peut nettement s'attendre, à court terme, à un effritement des prix. Cependant, je ne suis pas sûr que cela pourrait entraîner à plus long terme une hausse de ces prix. Je ne sais trop comment l'interpréter à plus long terme.

**Le sénateur Kenny:** Quelle difficulté présentent les réserves de diluants?

**M. Price:** Essentiellement, les réserves de diluants dépendent directement de la production de pétrole en Alberta et de la production de gaz naturel, et elles sont demeurées relativement stables ces derniers temps. Les diluants sont essentiellement utilisés aux niveaux actuels de la production de pétrole lourd.

Si la production de pétrole augmente sensiblement par rapport aux niveaux actuels, on n'aura simplement pas assez de diluants à mélanger avec le pétrole lourd pour répondre aux caractéristiques des pipelines. D'un point de vue technique, un problème d'acheminement se pose, si on ne peut diluer le pétrole le pétrole pour l'expédier par pipelines.

**Le sénateur Kenny:** Que faites-vous alors?

**M. Price:** Jusqu'à présent, nous n'avons pas vraiment fait face à ce problème. Pourtant, il y a quelque temps, nous l'avons connu pendant une courte période ce qui nous a obligé à arrêter la production. Il faut absolument que nous ayons un genre quelconque de produit pour diluer le pétrole lourd et l'amener au niveau de viscosité spécifique du pipeline, sinon ce dernier ne l'acheminera pas. On devra alors arrêter la production. Il se pourrait aussi que l'on doive déboursier un peu plus pour obtenir un autre genre de diluant. Toutefois, lorsqu'on ne trouve plus de diluant sur le marché habituel, on est réellement en difficulté.

**Le sénateur Kenny:** En quoi la capacité du pipeline peut-elle poser un problème?

**M. Price:** Il s'agit de la capacité du pipeline interprovincial, le pipeline de l'Ouest canadien qui limite l'acheminement du pétrole classique. On essaie d'établir un équilibre entre le pétrole lourd et le pétrole classique. En augmentant la production de pétrole lourd, on accentue ce problème. On étudie déjà cette question et, d'ici la fin de 1986 je crois, nous aurons réglé ce problème à court terme. On s'intéresse donc de près au problème que pose la capacité des pipelines.

**Le sénateur Kenny:** Au no 4, vous réclamez le dégrèvement d'impôt auquel vous faites allusion à la page 3?

**M. Price:** Je pourrais peut-être revenir en arrière pour m'assurer que tout le monde comprend ce que nous disons à la page 3 où nous voulons simplement situer la discussion. La société ne propose pas en fait ce qui est dit à la page 3. Elle dit plutôt qu'il faut débattre toute cette question, sans idées préconçues, en se centrant sur une définition étroite des prix pétroliers, tout en n'oubliant pas la question de ce que les consommateurs doivent payer. À la page 5, au numéro 4, le gouvernement reconnaît que le pétrole lourd ne peut générer d'importantes redevances ni des taxes directes sur les revenus comme la TRPG etc... Les gouvernements doivent comprendre et reconnaître que l'exploitation du pétrole lourd est créatrice d'emplois et présente des avantages indirects parce qu'elle exige beaucoup d'investissements. Les gouvernements s'en sont



[Text]

for heavy oil and light oil. We still have the PGRT. They have come around to that on Suncor and Syncrude. They should adopt the same mentality on heavy oil because it is exactly the same kind of complication.

But that is simply saying: Let us not take direct dollars out of the oil itself through royalties and PGRT and other similar taxes; let us get the benefits through employment, economic spin-offs, manufacturing and so on.

**Senator Kenny:** Point 5, special considerations.

**Mr. Price:** This is specifically referring to enhanced oil recovery projects. Quite a bit of natural gas is being burned, and the question that arises is how you treat natural gas consumption for the purpose of producing oil. Governments have thought of some adjustments there—for example, royalty-free gas and so on. There is the whole environmental debate and the environmental dimension. Enhanced oil recovery projects have to be dealt with specifically from an environmental point of view because of the environmental implications they have. From a market point of view, they are not the kind of projects that can be turned on and turned off. They have to be able to operate within a market environment that allows them to continue to produce. If you get part way through or sink a lot of heat into the reservoir and then cannot produce oil, you lose all the economics in the project.

Point 5 is simply saying: Take into account the technical environment that is specific to the enhanced oil recovery projects. Quite a bit of work is being done there already. Governments do that fiscally now. They do not do it from a market point of view right now. They do not prorate heavy oil production, so it is actually free to produce in the marketplace.

**Senator Kenny:** Mr. Chairman, I would like to ask further questions later, if the points on marketing are not covered.

**The Chairman:** Mr. Price, did this committee not accept those arguments that you have just made in our study of enhanced oil recovery in 1981, and make three recommendations to government which were accepted?

**Mr. Price:** Yes.

**The Chairman:** You are repeating what you told us five years ago.

**Mr. Price:** Yes, but it is an ongoing issue. Each of these takes on a little different characteristic as time goes on.

**Senator Hays:** I would like to add my thanks to those of the Chairman to Husky for coming before us today. It has been very helpful.

I would like to cover a couple of areas fairly quickly. I have a number of questions which relate comments that you might make to comments that we have heard from two previous witnesses, Esso and Texaco, on downstream matters in terms of

[Traduction]

rendu compte. Il y a des barèmes de redevances différents pour le pétrole lourd et le pétrole léger. Nous avons toujours la TRPG. On en est venu à ces conclusions pour Suncor et Syncrude et il faudrait en faire autant pour le pétrole brut parce que c'est exactement le même genre de complications.

Mais cela revient simplement à dire qu'on ne va pas directement imposer le pétrole lui-même sous forme de redevances et de TRPG ou d'autres taxes similaires mais en tirer profit grâce à la création d'emplois, aux retombées économiques, à l'intensification de l'activité manufacturière, etc.

**Le sénateur Kenny:** Numéro 5: Considérations spéciales.

**M. Price:** Elles ont particulièrement trait aux projets de récupération assistée de pétrole. On brûle une assez grande quantité de gaz naturel, et on se demande comment utiliser le gaz naturel pour produire du pétrole. Les gouvernements ont songé à certains rajustements, comme l'élimination des redevances sur le gaz, etc. Il y a tout un débat d'ordre environnemental qui se tient à ce sujet. Les projets de récupération assistée de pétrole doivent être abordés sous l'angle de l'environnement parce qu'ils ont des répercussions de ce cet ordre-là. Du point de vue de la commercialisation, des projets de ce genre ne peuvent être lancés puis suspendus. Ils doivent pouvoir fonctionner dans un contexte de marché qui leur permette de continuer à produire. Si on ne les réalise qu'à moitié ou si l'on chauffe considérablement le réservoir sans produire de pétrole, on perd tous les bénéfices du projet.

Au numéro 5, on dit simplement qu'il faut tenir compte de l'environnement technique particulier aux projets de récupération assistée du pétrole. On a déjà fait pas mal de travail sur cette question. Les gouvernements l'abordent maintenant sur le plan fiscal, et non plus sous l'angle du marché. Ils ne répartissent pas au prorata la production de pétrole lourd, de sorte que chacun est libre d'en produire.

**Le sénateur Kenny:** Monsieur le président, j'aimerais poser d'autres questions plus tard, si les aspects de la commercialisation ne sont pas traités.

**Le président:** Monsieur Price, notre Comité n'a-t-il pas accepté, dans son étude de 1981 sur la récupération assistée du pétrole, les arguments que vous venez d'avancer et n'a-t-il pas présenté trois recommandations au gouvernement qui les a acceptées?

**M. Price:** Oui.

**Le président:** Vous nous répétez ce que vous nous aviez dit il y a cinq ans.

**M. Price:** Oui, mais c'est un problème qui existe toujours. Chacun de ses aspects se transforme quelque peu avec le temps.

**Le sénateur Hays:** J'aimerais, comme le président, remercier les représentants de Husky d'être venus nous rencontrer aujourd'hui. Cela nous a été très utile.

J'aimerais aussi passer brièvement en revue deux points. J'ai un bon nombre de questions à poser pour savoir ce que vous pensez des commentaires que nous ont faits deux témoins précédents, Esso et Texaco, au sujet de l'exploitation en aval. Voici ces questions: Que pensez-vous de la répartition propor-

## [Text]

the following: Your views on prorationing, your comment on how supplemental sales are working.

I am really directing these questions on the basis of Husky being a refiner, albeit not a large one in terms of the Canadian context. Nonetheless, Husky has an important role as a refiner.

In that area we have heard from Esso that it is currently losing two-and-a-fraction cents on every litre sold. Has that been Husky's experience as well?

My question relates to all of your downstream operations the producers' side and the consumers' side.

**Mr. Price:** The prorationing dimension particularly applies in Alberta because there is a provincial prorationing system. The history is that there have been a couple of forces pushing and pulling at each other. The reason prorationing came about at the outset was that there was a nominal number of buyers of oil in Canada—four companies probably buy 80 per cent of the domestic production in Canada, or 70 to 80 per cent. Those same buyers also had and still have their own oil production.

Going back in time, it was tougher for independents to market on a parity basis with the integrated oil companies. So, a prorationing system came into effect that basically gave the independent producers the same access to the market as the multinationals, which were in the downstream side of the business as well.

That system has its pluses and minuses. The pluses are that the independents have some direct participation in the base marketplace; the drawbacks are that it is hard for the downstream buyers to generate a long-term standing relationship with a producer because they are delinked by the prorationing system. So, they cannot get into a term contract arrangement that means anything to the downstream buyer because of prorationing, and that is this spot, long-term pricing phenomenon that we have seen.

I think there are some adjustments that can be made to the prorationing system which could, possibly, temper both of those. It is clear to me that if the prorationing system were waived—that if it were simply removed allowing refiners to buy crude streams as selectively as they liked—that would tend to leave the independent producers with a bigger share of the spot market, a bigger share of the swing market and a lesser share of the term market. Some may argue that that is the way the market should work.

While I think it can work that way in the United States because there are many, many refiners, a great deal of regional interaction and a great deal of independent type refining companies, in Canada I think there is enough complication in the actual composition of the market that a total removal of prorationing might be a complication of a sort that should not be encouraged.

On the other hand, there are some changes that could allow a percentage of the market to be directly linked to the refiners. Perhaps that could be an arm's length type of prorationing, or something like that, where you take the arm's length definition and work it into the discussions and free up oil except for non-arm's length oil.

## [Traduction]

tionnelles et avez-vous à dire sur la façon dont se pratiquent les ventes supplémentaires.

En réalité je pose ces questions parce que Husky est un raffineur, quoi que pas très important dans le contexte canadien, mais néanmoins qui joue un rôle assez important comme raffineur.

En ce domaine, la pétrolière Esso nous a dit qu'elle perd en ce moment deux cents et une fraction par litre vendu. En est-il de même avec Husky?

Ma question vise toutes vos opérations en aval, tant celles du producteur que celles du consommateur.

**M. Price:** La répartition proportionnelle s'applique particulièrement à l'Alberta qui a un régime provincial en ce domaine. Ce qui s'est passé c'est que diverses forces du marché se tiraillaient. Au départ, il y avait un nombre nominal d'acheteurs de pétrole au Canada—quatre entreprises achètent pour le moment 80 p. 100 de la production canadienne, ou en tout cas de 70 à 80 p. 100—mais ces mêmes acheteurs avaient et ont encore leur propre production pétrolière.

A cette époque, les indépendants avaient plus de difficulté à commercialiser leurs produits sur un pied d'égalité avec les pétrolières intégrées. D'où l'implantation d'un régime de répartition proportionnelle qui accorde essentiellement aux producteurs indépendants le même accès au marché que les multinationales, celles-ci ayant également des activités en aval.

Ce régime a des avantages et des inconvénients. L'avantage est que les indépendants participent directement au marché direct; les inconvénients sont qu'il est difficile pour les acheteurs en aval d'établir des liens permanents à long terme avec un producteur, parce que ce régime les «débranche». Ils ne peuvent donc conclure une entente contractuelle à terme significative pour l'acheteur en aval, ce qui engendre le phénomène des prix au jour le jour à long terme comme nous l'avons vu.

Je crois que le régime de répartition peut être rajusté de façon à tempérer ces deux effets. Il m'apparaît clairement que si ce régime était levé—c'est-à-dire si on le supprimait tout simplement pour permettre aux raffineurs d'acheter du brut de façon aussi sélective qu'ils le veulent—les producteurs auraient une plus grande part du marché au jour le jour et du marché flottant, et une moins grande part du marché à terme. Pour certains, c'est ainsi que le marché devrait fonctionner.

Il peut peut-être fonctionner comme cela aux États-Unis, où l'on trouve un très grand nombre de raffineurs, de multiples échanges inter-régionaux et beaucoup de catégories de raffineurs indépendants; mais, au Canada, j'estime que le marché est déjà assez compliqué et que le fait de supprimer la répartition ne ferait qu'ajouter une autre complication qu'il faudrait plutôt éviter.

D'un autre côté, on pourrait faire certains changements pour qu'une partie du marché soit directement rattachée aux raffineurs. Ce serait peut-être un régime de répartition sans liens de dépendance, ou quelque chose du genre, où la notion de «liens de dépendance» serait insérée dans les discussions, et que du pétrole serait libéré, sauf dans le cas de pétrole avec liens de dépendance.

*[Text]*

We are in the downstream business enough that we refine about the same amount of oil that we produce on the light oil side.

**Senator Hays:** Is that all your own oil?

**Mr. Price:** Under the prorationing system it is our own oil, but if it were totally delinked, we could probably choose to—

**Senator Hays:** Swap?

**Mr. Price:** ... swap enough so that we would basically run our own oil, and other refiners could do the same thing.

So, I think some liberalization of the prorationing system is in order. That would allow a more term to be built into the marketplace, but I think some arm's length rules are still worthwhile having.

**Senator Hays:** How is it co-existing? You have described a case for some prorationing—not complete prorationing, as I understand your comments. How is the current system co-existing with the supplementary sales system, in your view? Witnesses from the small explorer group told us that, from their perspective, it was not working very well.

**Mr. Price:** The current system?

**Senator Hays:** Yes. It is relatively new, and perhaps that is not too surprising, but nonetheless I would be interested in how you think this is evolving. Some people think it should evolve completely to an open market; others, namely the small explorers, say we should stay with a stricter prorationing system. You are saying there is a case for prorationing but that there is a better case for it not applying to the total marketing of oil. I gather that that is the thrust of your suggestion.

How is it working today from your downstream perspective?

**Mr. Price:** From a downstream point of view, if a company were just a refiner, the prorationing is a block. If there were no upstream production, the prorationing system is clearly an impediment for a company to build a long-term supply arrangement, and that is an impediment from the producer's point of view as well.

The supplemental market has not solved that. If anything, the supplemental market has, I think to some extent, exacerbated the pricing scenario in western Canada because it builds another marketplace which is otherwise shut in, and some people are prepared to sell their oil at almost any price. If you end up with a marketplace like that, you end up with the bottom of all prices in the marketplace, and I think the supplemental market has exacerbated that problem.

**Senator Hays:** Would we be better off if we had another way of developing an alternative to prorationing for some portion of Canadian production?

**Mr. Price:** Yes. I think if you have removed the supplemental market, you try to adopt prorationing rules that allow some longer-term arrangements to be made directly without prorationing. Perhaps you would then have an arm's length-type

*[Traduction]*

Nous avons assez d'activités en aval pour raffiner environ la même quantité de pétrole que nous produisons sous forme de pétrole léger.

**Le sénateur Hays:** Tout ce pétrole vous appartient-il?

**M. Price:** En vertu du régime de répartition, oui, mais s'il était totalement débranché, nous aurions probablement le choix de—

**Le sénateur Hays:** D'en échanger?

**M. Price:** ... d'en échanger assez pour n'écouler que notre propre pétrole, et les autres raffineurs pourraient faire la même chose.

Je crois donc qu'une certaine libéralisation de ce régime est indiquée. Le facteur «à terme» serait plus intégré au marché, mais je crois aussi qu'il vaudrait la peine d'avoir quelques règles pour les transactions sans liens de dépendance.

**Le sénateur Hays:** Comment coexiste-t-il? Vous avez défendu la thèse d'une certaine répartition—pas intégrale, si je vous comprends bien. Comment le système actuel coexiste-t-il avec le système des ventes complémentaires, à votre avis? Des témoins du groupe des petits prospecteurs nous ont dit que, de leur point de vue, il ne fonctionne pas très bien.

**M. Price:** Le système actuel?

**Le sénateur Hays:** Oui. Il est relativement nouveau, ce qui n'est peut-être pas trop surprenant, mais j'aimerais néanmoins savoir ce que vous pensez de son évolution. Certains estiment qu'il devrait évoluer dans le sens d'un marché ouvert; d'autres, notamment les petits prospecteurs, disent qu'il faudrait disposer d'un régime de répartition proportionnelle plus serré. Vous nous dites qu'il y a des arguments en faveur d'un tel régime, mais qu'il y en a encore de meilleurs pour ne pas l'appliquer à toutes la commercialisation du pétrole. C'est bien l'essentiel de ce que nous suggérez, n'est-ce pas.

Comment cela fonctionne-t-il, selon vous qui êtes en aval?

**M. Price:** De notre point de vue, pour l'entreprise qui est seulement une raffinerie, ce régime est un frein. S'il n'y avait aucune production en amont, ce régime empêcherait clairement une entreprise de conclure un arrangement d'approvisionnement à long terme, ce qui est un obstacle pour le producteur également.

Le marché complémentaire n'a pas réglé cela. Bien au contraire, il a à mon avis, dans une certaine mesure, exacerbé les activités de fixation des prix dans l'Ouest du Canada, parce qu'il crée un autre marché qui, autrement, est fermé et où certains sont disposés à vendre leur pétrole pratiquement à n'importe quel prix. Si vous vous retrouvez avec un marché comme celui-là, vous obtenez forcément les plus bas prix du marché, et je crois que ce marché ne fait qu'accentuer cette difficulté.

**Le sénateur Hays:** Voudrait-il mieux trouver une autre solution à celle de la répartition proportionnelle pour une partie de la production canadienne?

**M. Price:** Oui. Je crois qu'une élimine le marché complémentaire, vous cherchiez à adopter des règles de répartition permettant des arrangements à plus long terme en dehors de ce régime. Vous auriez alors peut-être une sorte d'examen auto-



*[Text]*

review for transactions that are non-arm's length. Perhaps you should make sure that those transactions are, more or less, available to other parties on a non-arm's length basis.

**Senator Hays:** So, in that scenario you would set aside a certain amount of total production to the smaller independents who are less reliable suppliers, I guess.

**Mr. Price:** I would do it in the reverse way; I would say that we should look at a regulation system where a non-arm's length purchase is only made on terms available to third parties as well.

**Senator Hays:** Is this system working well, in your view, or would we be better off with stricter regulation in terms of forcing more marketing through one body, such as the APMC? I know I am talking in an Alberta context, but Alberta is the primary producer.

**Mr. Price:** I think we would be better off with producers negotiating prices with the marketplace. If they want to use a broker, fine; if they want to get together in groups and market their oil together, fine; if they want to market it independently, fine. I think the best mix of all worlds is a combination of all of those. So, I am much on the free, negotiated price environment side from a market point of view.

**Senator Hays:** The last thing I want to deal with—and there may be some supplementaries on this later—relates to your comments which were intended to provoke some thought on what should be done at this perilous time. You say the range is to "Let the chips fall". Is the range from "Let the chips fall where they may" to "deregulate the price domestically and all variations in between"?

Then you make certain comments, some of which Senator Kenny talked about. You elaborate on some form of stabilization which we have a great deal of precedence for in other commodities—a U.S. co-ordinated policy, which I think you are probably talking about, an import type tax control over price. Would that be right?

**Mr. Price:** It is fairly easy to make a scenario where North Americans say, as a group, "We are not going to be hostage to the pricing of OPEC totally," and adopt an import type arrangement which would not be that dissimilar to what we have done in the automobile arrangement when we said, "As North Americans, we cannot be put out of business by the Japanese." Some time ago someone generated the Auto Pact for similar reasons. I am not saying we should do exactly the same thing, nor am I proposing the same thing, but I think that kind of dimension is one of the dimensions that could arise as part of the debate, and would be a logical one to be on, except that it is totally dependent on what the Americans think.

**Senator Hays:** Would you agree that the main justification for some interference—which I think you are making a case for here, and, correct me if I am wrong—is that we don't have a free market in oil? We probably have a freer market now than we have had for some time, but we have come out of a market that was dominated, or controlled, by OPEC. Prior to

*[Traduction]*

nome des transactions qui sont sans lien de dépendance, pour vous assurer qu'elles ne sont pas, plus ou moins, possibles pour d'autres parties avec lien de dépendance.

**Le sénateur Hays:** Alors, dans ce scénario vous mettriez de côté une partie de la production totale pour les petits indépendants qui sont des fournisseurs moins fiables, je suppose.

**M. Price:** Je ferais plutôt l'inverse; je dirais que nous devrions examiner un système de réglementation qui permette des achats avec lien de dépendance à des conditions offertes à des tierces parties également.

**Le sénateur Hays:** Ce système est-il efficace, à votre avis, ou devrions-nous avoir une réglementation plus serrée, qui forcerait par exemple à commercialiser plus de pétrole par un organisme comme l'APMC? Je sais que je parle du contexte de l'Alberta, mais c'est le principal producteur.

**M. Price:** Il serait bien mieux que les producteurs négocient les prix avec le marché. S'ils veulent passer par un courtier, fort bien; s'ils veulent se regrouper et commercialiser leur pétrole ensemble, très bien encore; s'ils veulent le faire de façon indépendante, c'est bon. Le mieux, à mon avis, serait d'avoir une combinaison de toutes ces possibilités. Du point de vue du marché, je penche donc plutôt du côté d'un prix libre négocié.

**Le sénateur Hays:** Le dernier point que j'aimerais aborder—mais il y aura peut-être d'autres questions ultérieurement—traite des observations que vous avez faites pour qu'on réfléchisse sur ce qui devrait être fait en cette période critique. Vous dites qu'il faut «donner libre cours aux forces du marché». La gamme des possibilités va-t-elle de ce non-interventionnisme total à la déréglementation du prix canadien en passant par toutes les solutions intermédiaires?

Vous avez ensuite fait certaines observations sur lesquelles le sénateur Kenny est revenu. Vous avez parlé d'une force de stabilisation, pour laquelle il existe beaucoup de précédents avec d'autres denrées; s'agit-il d'une politique de coordination à l'américaine, comme c'est probable, ou d'un genre de taxe à l'importation de contrôle sur les prix?

**M. Price:** Il est assez facile d'imaginer un scénario où les Nord-Américains mettons, comme groupe, refusant d'être des otages impuissants face aux prix fixés par l'OPEP, adopteraient un genre d'arrangement à l'importation qui ne serait pas tellement différent de celui que nous avons conclu dans le secteur de l'automobile lorsque nous avons dit: «En tant que Nord-Américains, nous n'acceptons pas d'être écartés par les Japonais.» Et il y a un certain temps quelqu'un a proposé le Pacte de l'auto pour les mêmes raisons. Je ne dis pas que nous faisons exactement la même chose, que nous proposons la même chose, mais je crois que c'est une possibilité qui pourrait surgir dans le débat et qu'elle serait logique, si ce n'est qu'elle dépend entièrement de ce que pensent les Américains.

**Le sénateur Hays:** Seriez-vous d'accord pour dire qu'une des principales raisons d'intervenir—car je crois que c'est le sens de vos propos, corrigez-moi si je me trompe—est que vous avez dit que nous n'avons pas un marché de pétrole libre. Il est probablement plus libre à l'heure actuelle qu'il ne l'a été pour un certain temps; et nous sortons d'un marché qui était dominé ou

## [Text]

that it may have been controlled by others, but, because of geopolitical considerations or strategic considerations, and because of where the resource is found most readily, or where we have the most reasonable costs in producing the resource, we simply cannot afford to allow the market to function in a normal way, because of the a precedent that when we did become dependent on product from an area that had more of it and could produce it cheaper, they did not just sit by but rather took steps to increase the price, and were successful in doing so. By the time we catch up with higher cost alternative energy sources, or higher cost oil, we have major disruption in the world, which is reflected in interest rates and in a dozen other areas.

I am making a case, I guess, myself, but I am just asking if you agree with that, or if you do not, what do you see as the justification for interference?

**Mr. Price:** First of all I want to put a time fuse on any interference. To me, clearly the short term, which I would say is for the rest of the summer and into the fall, is strictly fiscal—remove the PGRT, take a look at royalties, and deal with that side of the equation. That is just the reality of looking at the price of the commodity and I am not suggesting in any fashion that governments adopt anything other than fiscal parameters or that kind of time frame.

Similarly, I think there is a justification for tempering to some extent the pricing policies of other countries, if that is exactly what they are, and if the pricing policies of other countries are designed for a specific end, which is really to get back control of the marketplace. But you can only deal with that at a government-to-government level. You cannot deal with pricing policies by other governments by the private sector saying, "Well, we will do something about it." You have to come to that conclusion. The justification, when it arrives, will be a justification that states clearly that what is coming down the pipe is another round of controlled prices by a few people, for their own benefit, at the sovereign level. If that situation is coming, should the government take some steps to offset the potential of that implication? I think that is the only justification. I do not think there is any other justification.

If it becomes apparent that there is a long-term economic supply of oil, stable in pricing, available from offshore that is quantitatively less expensive than the inherent direct costs of our own production, then we should use it, but it should have that characteristic. We should not use it for three years while a domestic industry goes basically down the tubes and then turn around five years from now and say, "Let's turn on those long-term projects because we have \$50 oil." Somehow, in all of that, there is a role there in a fiscal sense for governments.

## [Traduction]

contrôlé par l'OPEP—avant cela il était sans doute contrôlé par d'autres—mais par suite de considérations géopolitiques ou stratégiques, là où la ressource se trouve le plus facilement, ou bien où les coûts de son exploitation sont les plus raisonnables, nous ne pouvons pas tout simplement permettre au marché de fonctionner normalement en raison, peut-être d'un précédent; à savoir que lorsque nous avons commencé à dépendre d'un produit provenant d'une région qui en avait davantage et qui peut le produire meilleur marché que nous, loin de se contenter de cela, elle a au contraire pris des mesures pour faire augmenter les prix et a réussi à le faire; et lorsque nous les aurons rattrapés avec des sources d'énergie de remplacement qui coûtent plus cher ou du pétrole plus cher, nous trouverons dans le monde des perturbations majeures, qui ont des effets sur les taux d'intérêt et sur une foule d'autres domaines.

J'avance des arguments, je suppose, moi-même, mais en même temps je vous demande si vous êtes d'accord et sinon comment vous justifiez, de votre côté, l'intervention?

**M. Price:** J'aimerais d'abord proposer un échéancier pour ces interventions. Dans mon esprit, sûrement à court terme de toute façon, soit d'ici à la fin de l'été et pendant tout l'automne, l'intervention serait strictement fiscale: abolition de la TRPG, examen des redevances et de toute autre disposition analogue, ceci pour redresser le prix de ce bien de consommation courante. Nullement question que les gouvernements interviennent autrement que par l'intermédiaire de la fiscalité pendant cette période.

De la même manière, si l'on voulait atténuer jusqu'à un certain point l'effet des politiques de prix adoptées à l'étranger—si on peut parler de politiques dans ce cas-là, car elles ne visent au fond qu'un but: reprendre le contrôle du marché—il faudrait le faire en intervenant de gouvernement à gouvernement. On ne peut influer sur les politiques de prix adoptées par d'autres gouvernements en demandant au secteur privé de s'en charger. Il faut se rendre à l'évidence. En l'occurrence, on pourrait toujours justifier ces allègements fiscaux en établissant que sans eux, on risquerait de voir les prix contrôlés à nouveau par un petit nombre d'États souverains qui ne cherchent que leur intérêt propre. C'est sous cet angle qu'il faudrait présenter la chose, car cette hypothèse est réaliste, et si elle s'avérait, serait-il souhaitable que le gouvernement intervienne pour atténuer le choc? A mon sens, cette possibilité suffit à elle seule à justifier ces mesures. Je ne crois pas qu'on puisse invoquer d'autres motifs valables.

S'il devient évident que l'étranger peut nous garantir à long terme un approvisionnement suffisant en pétrole, que le prix demandé sera stable et que le coût de revient sera inférieur au coût direct de l'exploitation de nos propres réserves, nous ne devrions pas hésiter à acheter à l'étranger, à condition toutefois que toutes ces caractéristiques soient respectées. Pas question de s'approvisionner à l'étranger pendant trois ans et de laisser périliter nos industries nationales puis de décider ensuite, dans cinq ans par exemple, de développer nos projets à long terme parce que le cours du pétrole a atteint 50 \$ le baril. Ce sont ces incertitudes qui justifient les gouvernements d'intervenir par l'intermédiaire de la fiscalité.



## [Text]

**Senator Lucier:** One of the beauties of being on these committees is that you can be for the consumer one day and for the producer the next, and no one knows the difference. My questions today are going to be following a lot of what Senator Kenny has said.

Concerning page 3, you say your statements are points for debate, and I accept that. What I would like to know is how you can suggest that minimum steps might be taken for tax rebates, or removing taxes, government investment, and price stability. The government takes benefits indirectly, which is again the government putting money in. If they are taking benefits indirectly, I think that no one would suggest that there will not be some government going in on something like that. If there are special considerations related to enhanced recovery projects, again that is government money. How can you say all that and say, "We don't want subsidy and we don't want grants"?

**Mr. Price:** Well, I guess it comes back, to some extent, to definition. If, and only if, we are faced with a three, four, or five-year period of very depressed oil prices and if, and only if, our conclusion is that it is only an interim period and it is clear that as a nation—not as producers but as a nation—we are faced with a rapidly declining level of expertise and petroleum capability in the country as a result of that, and if, in the end, it becomes apparent that all we are facing is a rapid increase in prices and setting up a rapid increase in prices in the 1990s, then the government will have a number of policy options which it will have to adopt. The government could say, "I don't care if five years from now we are out of business in the petroleum industry, because it will always come back."

You can take that "let the chips fall where they may" posture. I think it is already apparent that the government is not on that track. The government is already looking at ways to temper that in terms of fiscal steps. I think it is clear that the government has not taken that position—and I am not insinuating that they are—but there are people in the industry and people on the consuming side that have. They have started way over here in that one dimension.

If you do anything at all, if you get to the stage where you ask yourself, "Okay, what should we do?", I think one of the things that can be considered is a rebate on petroleum product taxes. I think that is one thing that should be in the pool of things to discuss. It has a number of advantages. They all have disadvantages, because the system is getting involved, but the advantages are that it does not cost the consumer, it is not a special tax; it is a tax that is already in place; and it is selectively applied to that same consumer. What are the funds being used for? They are being used to bring on additional production, because the belief in the country is that we are faced with rapidly increasing prices if we do not; so it is going to benefit the same person who paid those taxes. It does not cost the federal government or the provincial governments any money between now and then, because it is a rebate in the future; it is a rebate in the 1990s when it comes on stream; so it does not have any direct fiscal consequences now.

## [Traduction]

**Le sénateur Lucier:** Ce qu'il y a de merveilleux à participer à des comités comme le nôtre, c'est qu'un jour on entend le point de vue du consommateur, et le lendemain, celui du producteur, et personne ne s'en soucie. Mes questions d'aujourd'hui seront dans la même veine que celles du sénateur Kenny.

À la page 3 de votre mémoire, vous mentionnez que certaines de vos idées portent à controverse, et je l'admets. J'aimerais savoir quelles mesures minimales vous envisageriez, au chapitre des allègements fiscaux, des abolitions de taxes, des investissements gouvernementaux ou de la stabilisation des prix. Le gouvernement y trouve son compte indirectement, car c'est lui qui investit au fond. S'il en tire avantage, indirectement, personne ne s'objectera, à mon avis, qu'il intervienne de cette manière, ou qu'il injecte des fonds dans des projets de récupération assistée, car c'est toujours l'argent du gouvernement. Comment pouvez-vous faire toutes ces affirmations et dire en même temps que le gouvernement ne veut plus de subside ni de subvention?

**M. Price:** Tout réside, jusqu'à un certain point, dans la façon dont on définit ces mesures. Si, et seulement à cette condition, si le prix du pétrole, dis-je, demeure très déprimé pendant trois, quatre ou cinq ans, et si et si seulement si on juge que la situation est transitoire et qu'il devienne évident qu'en tant que nation, non pas en tant que nation productrice, mais simplement en tant que nation, nous constatons une érosion rapide de nos compétences dans le secteur pétrolier et qu'en conséquence, on risque de voir les prix remonter brusquement dans les années 90, le gouvernement devra prendre des mesures quelconques. Il pourrait dire: Peu nous importe que notre secteur pétrolier soit complètement annihilé dans cinq ans, il reprendra bien vigueur un jour.

Ou bien il pourrait adopter une politique de laisser faire. Il semble évident que ce n'est pas la voie que le gouvernement a choisie. Le gouvernement songe déjà à instituer des allègements fiscaux. On peut donc affirmer, à mon avis, ce n'est pas l'attitude que le gouvernement a adoptée, même si d'aucuns prétendent dans le secteur de la production et chez les consommateurs que c'est le cas. Ils ont déjà commencé à perdre espoir.

Si l'on décide de faire quelque chose, si l'on en vient à se demander ce que nous devrions faire, une possibilité, à mon avis, serait de songer à accorder une remise des taxes payées sur les produits pétroliers. Cette mesure mériterait d'être discutée. Elle comporte un certain nombre d'avantages. Bien sûr, toutes les mesures ont des inconvénients, car elles ont une incidence sur l'ensemble de régime fiscal, mais celle-ci ne coûterait rien de plus aux consommateurs, car ce ne serait pas une taxe spéciale. Celle-ci est déjà en place et ce n'est que sélectivement qu'elle est appliqué aux consommateurs. À quoi servent ces fonds? À stimuler la production, en prévision d'une éventuelle remontée brusque des prix. Cet allègement nous permettrait de poursuivre le développement de nos ressources, et finalement, ce serait le contribuable qui en bénéficierait. À proprement parler, cette mesure ne coûterait rien au gouvernement fédéral, ni aux gouvernements provinciaux, car ce rabais porterait fruit plus tard, peut-être dans les années 90 lorsque le pétrole serait



[Text]

I have seen it reported publicly that the Government of Canada has talked about a floor price for oil production from Hibernia. As soon as the Government of Canada is prepared to talk in that fashion, is that not even less involvement than a government floor price? I think it is. I think there is no doubt that a rebate of taxes charged to the consumer of that commodity is less interventionist and more free market oriented than dealing with a price dilemma in any other fashion. You may call it a subsidy but, if so, then how is the tax justified? You can start chasing your tail in that discussion.

In an industry that the country believes is important for strategic reasons, if the consumer is prepared to pay so as to maintain some level of investment, then it seems to me that a rebate of that kind of tax has a lot of logic. Many things could be done, but we must get ourselves into that national policy debate at the outset.

**Senator Lucier:** You say that the consumer is prepared to pay. However, when we have five majors in one city and each one charges 35.3 cents per litre for the same product—and any fluctuation in price is matched by all of the five majors—I do not think the customer has a lot of option about whether he is prepared to pay or not. The prices are obviously fixed by the majors and the consumer really does not have an option. You are saying that the consumer is willing to pay; I am saying that he either pays or walks—he has no option. He is being taken for a ride.

**Mr. Price:** You are soliciting the obvious comment from me that, as far as I am aware, there is no price fixing in that side of the business. We participate in the business and we are not aware of that kind of pricing mentality. However, the consumers have the option, in this case, of buying propane, compressed natural gas or methanol, for example.

**Senator Lewis:** Yes, and they will buy it from the same people at exactly the same price at every station.

**Mr. Price:** That is not true. They can choose not to use gasoline or diesel fuel. In what other industry do you see essentially the same commodity marketed?

**Senator Lucier:** How about refrigerators? I can buy a refrigerator which will be essentially the same as any other. That does not mean I will pay the same price at every store I might go into.

**Mr. Price:** Refrigerators are not the same, whereas a litre of gasoline, to all intents and purposes, is exactly the same no matter where it is purchased.

**Senator Lucier:** Are the production costs exactly the same for each producer?

**Mr. Price:** No.

**Senator Lucier:** The price, however, is the same.

**Mr. Price:** Yes; someone is either making a little more or losing a little more than someone else. Husky, for instance, in

[Traduction]

disponible. Le régime fiscal n'en souffrirait donc pas directement actuellement.

J'ai lu quelque part que le gouvernement du Canada avait songé à établir un prix plancher pour la production du pétrole venant des puits d'Hibernia. Si le gouvernement du Canada décide en faveur de cette opinion, son intervention n'est-elle pas moins directe que si l'on imposait un prix plancher? Je le crois. Il ne fait aucun doute, à mon avis, qu'une remise des taxes réfilées aux consommateurs est moins interventionniste et plus conforme à la théorie de la libre entreprise que toute formule de réglementation des prix. Vous y voyez peut-être une forme de subvention, mais alors, comment justifiez-vous cette taxe? Il n'est pas facile d'y voir clair.

Si notre pays croit que cette industrie est importante pour des raisons stratégiques, si le consommateur est prêt à payer davantage pour maintenir un certain niveau d'investissement, il me semble qu'une remise d'impôt de ce genre serait bien justifiée. Bien des mesures pourraient être prises, mais nous devons d'abord entreprendre le débat sur l'adoption d'une politique cohérente.

**Le sénateur Lucier:** Vous dites que le consommateur est prêt à payer. Il me semble toutefois que lorsque cinq grandes pétrolières vendent toutes leur litre d'essence à 0,353 \$ dans une même ville, et que toute fluctuation des prix est immédiatement reflétée dans le prix affiché des quatre autres concurrents, je ne crois pas que le consommateur est vraiment libre de se demander s'il est prêt à payer ou non. Les prix sont de toute évidence fixés par les grandes pétrolières et le consommateur n'a pas vraiment le choix de les accepter ou non. Vous dites que le consommateur est prêt à payer? Son seul choix, à mon avis, est de payer ou de marcher. Il n'a pas un mot à dire.

**M. Price:** Vous allez me forcer à dire que personne ne dicte les prix. D'après mon expérience, il n'y a pas de telle pratique. Mais je maintiens que les consommateurs ont le choix d'acheter autre chose, du propane, du gaz naturel comprimé ou du méthanol, par exemple.

**Le sénateur Lewis:** Oui, mais il devra l'acheter des mêmes intérêts et au même prix, quelle que soit la station.

**M. Price:** Ce n'est pas vrai. Il est libre de ne pas acheter d'essence ou de mazout. Dans quel autre secteur y a-t-il des entreprises qui vendent essentiellement le même produit?

**Le sénateur Lucier:** Chez les vendeurs de réfrigérateurs, peut-être. Même s'il est identique à un autre offert ailleurs, un réfrigérateur ne sera pas nécessairement affiché au même prix dans tous les magasins.

**M. Price:** Les réfrigérateurs ne sont pas tous identiques. Il en va autrement du litre d'essence qui est exactement le même quel que soit l'endroit où on l'achète.

**Le sénateur Lucier:** Les coûts de production sont-ils les mêmes pour tous les producteurs?

**M. Price:** Non.

**Le sénateur Lucier:** Néanmoins, le prix est le même.

**M. Price:** Exactement, car il y a quelqu'un quelque part qui réalise un peu plus de profit ou qui perd un peu plus que

**[Text]**

the first quarter of this year in the downstream business, taking into account all of the appropriate numbers, lost \$3 million. That figure is gross profit—that is the amount of money before income taxes and all the other things are taken off. Last year in the first quarter Husky made \$10 million. The first quarter of this year has been tough on the downstream business because of the drop in oil prices and because of all of the inventory losses that are incurred as part of the drop in oil prices.

It is interesting to me that, when an industry has gone through really tough times, as the downstream business has for the last five years, as soon as anyone comes close to making even a respectable return, everybody starts to ask what is happening with the prices. The industry has gone through a difficult first quarter and we will have to see where it goes from here. The downstream industry has been a very poor financial performer. As an industry segment, it has probably been the worst in Canada in the last decade. There is no logic in continuing that sort of trend because people will just get out of the business.

**Senator Lucier:** On page 6 of your submission to this committee, you state:

Over the past three months, heavy oil prices in Canada have dropped from \$26.00 (Cdn.) per barrel in January to current levels of \$9.60 (Cdn.) per barrel, a 63 per cent drop.

The price at the pump dropped 20 per cent in that same period, because all of the producers took exactly the same amount off. I know there is no price fixing in your industry, but I find that difficult to understand. You go on to say:

This has resulted in the postponement or cancellation of a number of capital projects—even those where special royalty and tax arrangements had been negotiated—and the shutting in of hundreds of heavy oil wells.

If the prices have dropped 63 per cent, the price at the pump has only dropped 20 per cent and you have had some special assistance because of the drop in price, can you explain to me why you are shutting down wells? I would ask that you do not confine this to heavy oil. I would like to include in my question all oil production.

**Mr. Price:** We would have to refer to the graphs that appear later. It can be seen that, at \$9.60 (Cdn.) per barrel, a lot of heavy oil is losing money. It is either losing money or marginally performing, but it certainly is not making any money in terms of return on investment. At those prices, people simply cannot afford to justify any investment. The drop in price for heavy oil is much bigger than that for light oil. Light oil basically dropped from \$35 or \$36 down to \$17 per barrel, so it was a drop of about 50 per cent. That compares to a 63 per cent drop in price for heavy oil, which can be accounted for by that characteristic which I was outlining to Senator Kenny earlier.

**[Traduction]**

l'autre. Ainsi, au cours du premier trimestre de cette année, Husky a perdu 3 millions de dollars dans le secteur aval, compte tenu de tous les facteurs. Il s'agit là de la perte brute, c'est-à-dire de la perte avant impôt et avant redevances. L'an dernier, au cours du premier trimestre, Husky avait réalisé un bénéfice de 10 millions de dollars. Le premier trimestre de cette année a été assez dur dans le secteur aval, vu la chute du cours pétrolier et la dévaluation des stocks qui en a résulté.

C'est étrange, mais lorsqu'une industrie vient de connaître des difficultés, comme le secteur aval en a connu depuis les cinq dernières années, aussitôt qu'elle prévoit réaliser un rendement quelconque, même négligeable, tout le monde commence à s'interroger au sujet des prix. Notre industrie a connu un premier trimestre difficile, et il faudra repenser nos plans. L'industrie aval a eu un très piètre rendement financier. C'est probablement notre secteur qui a enregistré le pire rendement au Canada au cours de la dernière décennie. Cela n'a aucun sens, si cette tendance se poursuit, il faudra tout simplement fermer boutique.

**Le sénateur Lucier:** A la page 6 de votre mémoire, vous mentionnez:

Au cours des trois derniers mois, le prix du pétrole lourd est tombé de 26 \$(can.) par baril en janvier à 9,60 \$(can.). Le prix a donc chuté de 63 p. 100.

Pendant ce temps, le prix à la pompe est baissé de 20 p. 100, car tous les producteurs se sont donné la même marge. Je suis prêt à admettre que personne ne dicte les prix dans votre secteur, mais j'ai du mal à comprendre ce qui s'y passe. Plus loin, vous ajoutez:

Cela nous a amenés à retarder ou à annuler un certain nombre de nos projets d'investissement. Il nous a même fallu abandonner certains projets même si on nous avait accordé des allègements sur le paiement des redevances et des taxes. Il a fallu aussi fermer des centaines de puits de pétrole lourd.

Pouvez-vous m'expliquer comment il se fait que vous fermez des puits, quand le prix de gros a chuté de 63 p. 100, alors que le prix à la pompe n'a baissé que de 20 p. 100 et que vous avez bénéficié d'une aide spéciale pour compenser le fléchissement des cours? Je vous demanderais de ne pas vous en tenir au cas du pétrole lourd. J'aimerais que votre réponse englobe tout le secteur pétrolier.

**M. Price:** Je vous inviterais à vous reporter aux graphiques qui figurent plus loin. On y voit qu'au prix de 9,60 (can.) le baril, l'exploitation du pétrole lourd fonctionne très souvent à perte ou bien donne un rendement marginal, mais le capital investi ne produit certainement rien. A ces prix, personne ne peut justifier un investissement. La baisse du prix du pétrole lourd est beaucoup plus importante que celle du pétrole léger qui est passé de 35 ou 36 \$ à 17 \$ le baril, une baisse d'environ 50 p. 100, alors que le prix du pétrole lourd a baissé de 63 p. 100 ce qui peut s'expliquer par la caractéristique dont j'ai fait état tout à l'heure au sénateur Kenny.

## [Text]

The answer to your question simply gets down to economics: At those kinds of prices, we cannot afford to invest. As a result of that, many of those projects have been cancelled or put on hold. The special royalty and tax arrangements are simply reduced levels of royalty and taxes, which this industry could not afford to pay. Even with those reductions, we have the same results.

To extend the discussion to light oil, as I have said, the price has dropped from approximately \$36 to \$17. In terms of investment and looking forward, light oil has a lot of similar characteristics to heavy oil. In terms of existing production, light oil has some capital costs. There are fewer variable operating costs and fewer fixed costs, so that light oil can still contribute cash flow and will continue to produce at lower prices than will heavy oil. Therefore, light oil production will continue on the same volume basis as it did before the price drop. If we were to relate that to reductions in the price at the pump, what is kind of interesting is that a \$15 per barrel drop in the price of crude oil results in a drop of approximately 9 cents per litre. The drop in oil prices has been about \$15 per barrel and we have seen at the pump a drop that is close to 9 cents per litre. People may think that the price should drop by 50 per cent. What accounts for the difference? The difference is made up of all of the special *ad valorem* taxes, sales taxes, excise taxes, provincial taxes and so on.

**Senator Lucier:** Does that hold true in the United States as well as in Canada? It seems to me that gasoline is cheaper in the U.S., even though I realize that it is an American gallon.

**Mr. Price:** In the U.S., there are lower excise, sales and *ad valorem* taxes than there are in Canada.

**Senator Lucier:** Do you not think that competition enters the equation? Would you not say that there is more competition in the United States than there is in Canada?

**Mr. Price:** If we were to take out the sales and excise tax differentials, we would not find that big a difference. The Americans also have a much more divergent industry from a supply point of view. The logistics of supply in the United States are different from what they are here.

**Senator Kenny:** Mr. Price, could you briefly describe the downstream end of Husky? How many refineries do you have? How many outlets do you have? How do they function one with another?

**Mr. Price:** We have one "all products" refinery in Prince George, B.C. By "all products" I am talking about gasoline, diesel, fuel oils and asphalt, which can be made there. Essentially we make gasoline and diesel fuel there. It runs to about 7,000 to 8,000 barrels per day. It is a small-scale refinery in a logistically remote area. We have a refinery in Lloydminster which basically is in asphalt and tops refinery. It produces two streams: one is asphalt/cement and the other is the top half of the barrel; 45 per cent of the barrel is blended back into our Lloydminster streams and marketed along with the Lloydminster blend.

## [Traduction]

La réponse à votre question se résume à un simple énoncé économique: à ces prix, nous n'avons pas les moyens d'investir. C'est pourquoi de nombreux projets ont été annulés ou mis en veilleuse. Les redevances et les dispositions fiscales spéciales ne sont que des réductions de redevances et de taxes que l'industrie n'a pas les moyens de payer. Malgré ces réductions, les résultats sont les mêmes.

En ce qui concerne le pétrole léger, le prix, comme je l'ai dit, est passé d'environ 36 \$ à 17 \$. Pour ce qui est des investissements et des perspectives d'avenir, le pétrole léger partage beaucoup de caractéristiques avec le pétrole lourd. Actuellement, le pétrole léger comporte, quelques coûts en capital. Par contre, les coûts d'exploitation variables et les coûts fixes sont moindres que pour le pétrole lourd, de sorte que le pétrole léger contribue à renflouer les caisses et il coûtera toujours moins cher que le pétrole lourd. La production de pétrole léger n'accusera donc pas de baisse par suite de la chute des prix. Voyons voir comment cette baisse des prix s'est traduite à la pompe d'essence. Il est intéressant de noter qu'une baisse de 15 \$ le baril de pétrole brut se traduit par une réduction de prix d'environ 9 cents le litre. Les prix du pétrole ont donc baissé d'environ 15 \$, mais celui de l'essence de près de 9 cents le litre. D'aucuns se seraient attendus qu'il baisse de 50 p. 100. Qu'est-ce qui fait la différence? Ce sont les taxes spéciales sur la valeur, les taxes de vente, d'accise, les taxes provinciales et autres.

**Le sénateur Lucier:** Cette situation vaut-elle à la fois pour les États-Unis et le Canada? Il me semble que l'essence coûte moins cher aux États-Unis, bien qu'elle soit vendue, j'en suis conscient, en gallon américain.

**M. Price:** Aux États-Unis, les taxes d'accise, de vente et sur la valeur sont moins élevées qu'au Canada.

**Le sénateur Lucier:** Ne croyez-vous pas que la concurrence ait quelque chose à voir dans cette situation? N'y a-t-il pas plus de concurrence aux États-Unis qu'au Canada?

**M. Price:** La plus grande différence s'explique à mon avis par les taxes de vente et d'accise. La politique d'approvisionnement des États-Unis est très différente de celle du Canada.

**Le sénateur Kenny:** Monsieur Price, pourriez-vous décrire brièvement le secteur en aval de Husky? Combien de raffineries possédez-vous? Combien de points de vente? Comment sont-ils interreliés?

**M. Price:** Nous avons une raffinerie à Prince George en Colombie-Britannique où nous fabriquons toute la gamme de nos produits: essence, carburant diesel, mazout et asphalte. Nous y produisons surtout de l'essence et du carburant diesel, au rythme de 7 000 à 8 000 barils par jour. C'est une petite raffinerie située dans un endroit éloigné. Nous avons une autre raffinerie à Lloydminster où nous produisons essentiellement de l'asphalte et des produits plus légers. La production y est divisée en deux catégories: d'une part l'asphalte, le ciment, d'autre part la moitié supérieure du baril, 45 p. 100 du contenu du baril étant mêlé de nouveau à notre production de Lloydminster et commercialisé avec le pétrole de type Lloydminster.



**[Text]**

We have about 300 service stations, predominantly in Manitoba west, and, within that area, predominantly in Alberta and British Columbia. We market light oil products, around 10,000 to 12,000 barrels per day—"light oil" being gasoline and diesel fuel. We have a national "car-truck stop" chain which starts basically outside Ottawa and can take you right through to Victoria, B.C. That is a national chain. But from a rural and urban residential consumer point of view, we are basically Alberta and B.C., and, to a lesser extent, Saskatchewan.

**Senator Kenny:** In terms of your retailers, do they fall into different classifications? Do you have some who own the facilities and some that lease the facilities—where you own the product that they sell and they buy the product from you? Can you describe the arrangements that you have with retailers?

**Mr. Price:** Right through the period, Husky has always operated on the basis of having local proprietors running its facilities. We own a substantial component of them; in excess of half, I believe, are owned by the company. Then we have independents who own their own facilities and they sign on with us to market under our sign and our products. No matter in which category they are in, they are all local proprietors. They all run the business and employ their own people. We do not have any employees at any stations. They are all local businessmen and women.

**The Chairman:** Does that include the national—you do not operate the national?

**Mr. Price:** Yes. They are all local proprietors. The term "independents" has normally been associated with people who own their own facility and who sign up to sell a certain company's products. We have some of those, and we own the rest. But across the board they are run by local proprietors. They set the price and make all of the business decisions, within our quality control standards, at that outlet. They employ all of the people.

**Senator Kenny:** They own their inventory?

**Mr. Price:** Yes. They run a full business as a single business right there at that facility.

**Senator Kenny:** How many of your retailers are supplied by your refinery?

**Mr. Price:** Do you mean in a direct linkage sense—the actual product that goes out of the door? It would not be that many; perhaps 10 per cent or 15 per cent.

**Senator Kenny:** Does your refinery supply others? Do you supply non-Husky stations?

**Mr. Price:** Yes. We exchange product from Prince George for a product from other refiners in other places in the country. That is pretty normal. We have the refinery in the Prince George area, and other people have service stations in the Prince George area. We will exchange product out of Prince

**[Traduction]**

Nous exploitons environ 300 stations-service, surtout à l'ouest du Manitoba, plus particulièrement en Alberta et en Colombie-Britannique. Nous commercialisons environ 10 000 à 12 000 barils par jour de produits du pétrole léger, soit de l'essence et du carburant diesel. Nous disposons également d'un réseau national de postes de routiers s'étendant, d'Ottawa à Victoria en Colombie-Britannique. C'est un réseau national. Par ailleurs, pour le consommateur des zones résidentielles urbaines et agricoles, nous sommes surtout présents en Alberta et en Colombie-Britannique et, dans une moindre mesure, en Saskatchewan.

**Le sénateur Kenny:** Avez-vous plusieurs types de détaillants? Certains sont-ils propriétaires, d'autres locataires, certains achetant les produits de vous et les revendant par la suite? Quelles sortes d'ententes avez-vous conclues avec vos détaillants?

**M. Price:** Husky a toujours tâché de confier ses installations à des propriétaires. La compagnie possède une bonne part des stations-service, plus de la moitié, si je ne m'abuse. Par ailleurs, certains détaillants indépendants ont conclu une entente avec nous pour utiliser notre raison sociale et nos produits. Ils sont tous propriétaires, gèrent leur propre entreprise et donnent du travail aux gens de leur région. Aucun de nos employés ne travaille dans ces stations-service. Ce sont des hommes et des femmes d'affaires de l'endroit qui assument toutes les responsabilités.

**Le président:** En est-il de même pour le réseau national. N'administrez-vous pas le réseau national?

**M. Price:** Oui. Ce sont tous des propriétaires. Un détaillant «indépendant» est normalement le propriétaire d'un commerce qui a signé une entente afin de vendre les produits d'une certaine compagnie. Certaines stations-service offrent nos produits sont donc indépendantes, d'autres nous appartiennent. En fin de compte, cependant, ce sont des propriétaires locaux qui les exploitent. Ils fixent les prix et prennent toutes les décisions d'affaires, en autant qu'ils respectent les normes de contrôle de la qualité que nous avons établies. Ils engagent même leurs propres employés.

**Le sénateur Kenny:** Sont-ils propriétaires de stocks?

**M. Price:** Oui. Ils exploitent leur entreprise de la même façon qu'ils exploiteraient tout autre commerce.

**Le sénateur Kenny:** Votre raffinerie approvisionne combien de détaillants?

**M. Price:** Voulez-vous dire directement? Voulez-vous parler des produits qui franchissent effectivement les portes de la raffinerie? C'est une proportion assez faible, peut-être 10 à 15 p. 100.

**Le sénateur Kenny:** Votre raffinerie approvisionne-t-elle d'autres détaillants? D'autres stations-service que Husky?

**M. Price:** Oui. Nous échangeons un produit de Prince George contre un produit d'autres raffineries ailleurs au Canada. C'est tout à fait normal. Nous avons une raffinerie dans la région de Prince George et d'autres gens ont des stations-service dans cette région. Nous allons échanger un pro-

[Text]

George for a product from Edmonton or elsewhere in western Canada.

**Senator Kenny:** Do you have a rack pricing policy?

**Mr. Price:** We sell our products to each service station, and they sell them to the consumer. That normally has been called the rack pricing policy. People may have variations of it, but right through the Peace, at least since 1978, the company has operated on that kind of arm's length basis, where the company sells to the proprietor and the proprietor turns around and markets the products in a competitive way based on his own judgment.

**Senator Kenny:** Do you post a single price and it is taken at even?

**Mr. Price:** There are transportation and location adjustments. We have an agreement with our proprietors, where they buy from us at a mutually agreeable price; and that normally is a posted price.

**Senator Kenny:** And if it is not mutually agreeable, can they go elsewhere?

**Mr. Price:** No. I guess we do not particularly get into that kind of complication often. We offer them competitive products—that is what our agreement is—and as long as we live up to our side, by offering them competitive products, they live up to their side of running and marketing the stations.

**Senator Kenny:** So that I understand the situation, what happens in a situation where you have a retailer at location X who says, "I am getting screwed. I cannot compete with Esso across the street, or Shell. We are into a price war here. I want a cheaper product from you"?

**Mr. Price:** Then there will be a discussion and a decision made between the two as to whether it is justified, and so on.

**Senator Kenny:** If you decide that you do not want to lower that price on a particular day, the retailer cannot go anywhere else?

**Mr. Price:** Well, he sets his own price. So he is competing within that framework. All of our dealers prefer to do it that way. So they compete in their community, head-on-head, by themselves. That is their number one preference, and so that basically is the way it is done. It is our preference as well, because we feel that we can provide the service that we deliver better if we have a proprietor running the whole business, as opposed to a more constrained employee who is waiting for a phone call from head office. So people are really in a business there and they have to compete in that business. In our situation, that is the way they normally prefer to do it.

**Senator Kenny:** We have received evidence before this committee that with regard to the removal of all of those taxes, to which you referred a moment ago, there has been a faster and further drop in American gasoline prices than there has been in Canadian prices over the past quarter. How do you explain that, as a refiner and marketer?

**Mr. Price:** I think there are various ways of looking at the same discussion. I know that a lot of people would take issue

[Traduction]

duit de Prince George contre un produit d'Edmonton ou de tout autre endroit dans l'ouest du Canada.

**Le sénateur Kenny:** Avez-vous une politique de prix à la rampe de chargement?

**M. Price:** Nous vendons nos produits à chaque station-service qui les débite ensuite aux consommateurs. Cette façon de procéder a été nommée politique de prix à la rampe de chargement. Il peut y avoir des variations, mais, du moins depuis 1978, la compagnie conclut des transactions sans lien de dépendance, c'est-à-dire qu'elle vend au propriétaire et le propriétaire commercialise les produits de façon concurrentielle et selon son propre jugement.

**Le sénateur Kenny:** Avez-vous un prix fixe que l'on respecte?

**M. Price:** Ce prix peut varier selon les coûts du transport. Nous avons conclu une entente avec nos clients pour qu'ils achètent nos produits à un prix mutuellement satisfaisant qui est normalement le prix affiché.

**Le sénateur Kenny:** Et si votre prix ne leur convient pas, peuvent-ils s'approvisionner ailleurs?

**M. Price:** Non. Je ne crois toutefois pas que ce problème se présente souvent. Nous sommes tenus d'offrir aux détaillants des produits compétitifs en vertu de l'entente conclue avec eux et tant que nous respectons les conditions du contrat, ils respectent, de leur part, les dispositions d'exploitation et de commercialisation.

**Le sénateur Kenny:** Pour mieux comprendre la situation, que se passe-t-il dans le cas d'un détaillant qui dit ne pouvoir concurrencer un détaillant Esso ou Shell situé de l'autre côté de la rue et qui veut obtenir de vous un produit moins coûteux?

**M. Price:** Il y aura alors discussion et les deux parties prendront ensemble une décision.

**Le sénateur Kenny:** Si vous décidez de ne pas baisser votre prix, le détaillant ne peut s'approvisionner ailleurs?

**M. Price:** Il fixe son propre prix. Il fait donc concurrence à l'intérieur de ce cadre. Tous nos marchands préfèrent procéder de cette façon. Ils font donc eux-même face à la concurrence dans leur localité. C'est ce qu'ils préfèrent et c'est en principe la façon dont nous procédons. C'est ce que nous préférons aussi parce que nous estimons pouvoir offrir un meilleur service si l'entreprise est exploitée par le propriétaire lui-même, plutôt que par un employé qui attendrait un appel téléphonique du siège social. Ces gens sont réellement en affaires et doivent faire face à la concurrence. C'est la façon dont ils préfèrent normalement procéder.

**Le sénateur Kenny:** Certains témoins nous ont affirmé que la suppression de toutes ces taxes, dont vous avez fait état il y a un moment, avait provoqué une baisse beaucoup plus rapide et marquée du prix de l'essence aux États-Unis qu'au Canada au cours du dernier trimestre. Comment, en tant qu'entreprise de raffinage et de commercialisation, expliquez-vous cela?

**M. Price:** Je crois qu'il y a plusieurs façons d'envisager la question. Beaucoup de personnes se laissent, en effet, impres-

**[Text]**

regarding whether or not there has been a faster and further drop in the United States. There have been some complications down there with respect to "term" versus "spot", as well as up here with regard to "term" versus "spot," and so on. One of the things that we have in Canada is that we have a main producing sector, which is in Alberta, and it is removed from the Ontario-Quebec type marketplace by substantial delivery times. The way we are set up, those refiners in Ontario and Quebec have to buy the oil before it goes into the pipeline at the western end of the system—which is fair. That is the way it is. They buy that oil 30 days or 45 days in advance—sometimes longer if they are actually delivered. So that kind of lag is built into this system. The United States does not have a national crude oil system. If their major consuming areas are directly tied to tide water, their intervals for inventory purchases may be substantially shorter than in Canada. Our system has that kind of delay. Of course, it works both ways. Prices in the United States were going up earlier than they were in Canada, and for the same reasons. Back in the days when prices were going up, there was a 90-day freeze on prices in Canada, because it was assumed that there was a 90-day inventory, because of all the same factors with respect to pipelines and so on. The time frame on the way down is no different.

The other thing I would say is that the difference has been amplified somewhat. I do not think there was that big a difference at the outset. Certainly, it was not as instantaneous as in the United States as may have depicted it.

**Senator Hays:** You mentioned rebate of special taxes on oil products. Do you mean leaving those special taxes on oil products as they are now and dedicating that money as a form of repayment to the producer, though not necessarily on an across the board basis? In other words, to fit into your targeting some projects over others, it may well be weighted to higher cost production. Is that a fair assumption? I appreciate that this point was raised for purposes of provoking discussion and not a specific recommendation.

**Mr. Price:** If there is a national decision to deal with long-term energy investments of a significant scale and to have one, two or three projects going ahead within the environment I have described, one of the considerations should be a selective type rebate of that nature. The government is already considering floor prices. I have a problem with floor prices because they inherently mean some kind of regulated price. I do not know how to administer a regulated price within a generally deregulated system. It gets pretty complicated. With the system we suggest, the level of intervention would be less than with floor prices. There is already a stream coming in from those same consumers. If that stream is enough, why not deal with the situation in the way I have suggested, as opposed to coming out with some kind of regulated pricing system which would mean that the government would have to buy the oil at a certain price, sell it and, if the price drops, it would lose money, or put in some kind of regulated administered price with a tax of some sort. These alternatives involve complications.

**[Traduction]**

sionner par la baisse rapide et marquée enregistrée aux États-Unis. Elles oublient qu'il existe certaines différences de part et d'autre de la frontière, notamment en ce qui a trait au délai entre le moment de l'achat et celui de la vente. Ainsi, la principale région productrice au Canada se trouve à être en Alberta. Cela augmente d'autant les délais de livraison en Ontario et au Québec. De la façon dont nous fonctionnons, les raffineurs de l'Ontario et du Québec doivent acheter leur pétrole avant qu'il n'entre dans le réseau à l'autre extrémité du pipeline—ce qui me semble équitable. Ils achètent leur pétrole 30 ou 45 jours à l'avance—parfois encore plus longtemps à l'avance si vous tenez compte de la livraison. Ces délais font donc partie intégrante du système. Les États-Unis n'ont pas de réseau national de distribution du pétrole brut. Si leurs principales régions consommatrices sont directement reliées aux sources d'approvisionnement, il est normal que leurs délais de livraison soient sensiblement plus courts qu'au Canada. Notre système à nous est conçu de telle sorte que ces délais sont inévitables. Bien sûr, cela peut jouer d'un côté comme de l'autre. Les prix aux États-Unis vont, par exemple, monter plus vite qu'au Canada, pour les mêmes raisons. Il suffit de se rappeler qu'au moment où les prix étaient en hausse, un gel de 90 jours avait été imposé sur les prix au Canada pour écouler les inventaires. La même logique s'applique lorsque les prix sont à la baisse.

J'aimerais aussi faire remarquer que la différence des prix entre le Canada et les États-Unis a été exagérée quelque peu. Je ne crois pas que cette différence soit si énorme en fin de compte. Il est certain que, comme nombre de personnes l'ont fait remarquer, les prix n'ont pas baissé aussi vite ici qu'aux États-Unis.

**Le sénateur Hays:** Vous avez parlé d'une remise des taxes spéciales imposées sur les produits du pétrole. Préconisez-vous de maintenir ces taxes spéciales et d'en remettre plus ou moins systématiquement le fruit au producteur? En d'autres termes, pour pouvoir, comme vous le préconisez, favoriser certains projets de préférence il se pourrait très bien qu'il faille s'ajuster à des coûts de production plus élevés. N'est-ce pas là une possibilité à considérer? Je ne salue ce point que pour alimenter la discussion et non pour en faire une recommandation précise.

**M. Price:** Si le gouvernement décide de s'engager dans un programme d'investissement à long terme de quelque importance et de soutenir un, deux ou trois projets dans le contexte que j'ai décrit, il lui faudra envisager une remise sélective de cette nature. Déjà, il songe à imposer un prix de soutien. Je ne suis pas très favorable à cette solution, parce qu'elle revient ni plus ni moins à réglementer les prix. Or, je vois mal comment nous pourrions réglementer les prix dans un secteur où, de façon générale, s'exerce la libre concurrence. Avec le système que nous proposons, le degré d'intervention du gouvernement serait moindre qu'avec l'imposition d'un prix de soutien. La conjoncture est déjà favorable. Pourquoi ne pas en profiter pour appliquer la solution que je propose, plutôt que d'imposer un quelconque système de réglementation qui obligerait le gouvernement à acheter du pétrole à un certain prix, puis à le vendre et à risquer de perdre de l'argent, si les prix se mettent à dégringoler; ou qui le forcerait à imposer une taxe quelconque. Ces solutions comportent des complications.



[Text]

**Senator Hays:** Your chart for drilling costs shows quite a bit less for professional and head office expenses for heavy oil than for conventional oil. You mentioned that the difference was because the exploration cycle is more dominant. I am curious as to why there is such a big differential there.

**Mr. D. O. Gurel, Manager, Production, Husky Oil Limited:** The exploration costs for heavy oil are relatively small. Exploration costs are typically incurred by professional people in the head office. For instance, if you buy a section of land for heavy oil, you can drill as many as 16 wells on it, whereas typically with conventional oil you can only drill four. So the cost per well in heavy oil is substantially less than it is for conventional oil. Conventional production entails geophysical costs and a higher level of exploration in general, and that is why on a per well basis conventional oil costs have been traditionally higher.

**Senator Hays:** With regard to line fill, when does the transfer of ownership and, consequently, the responsibility for the product change. In other words, when do you, as a downstream purchaser assume responsibility for the product? What is typical in the industry?

**Mr. Price:** Perhaps I can speak for the industry as a whole, because we do not buy off the IPL system, unlike the vast majority of central Canadian buyers. The crude is purchased by the end user before it goes into the IPL system. For example, if the end user buys oil from Husky at Hardesty, Husky would put the oil into the system, but the end user would own it as it went through the system to the other end. If an Ontario refiner bought crude oil in Edmonton and it was delivered to the IPL system in Edmonton, they would buy it on delivery to the IPL system and take custody of it at the other end. In other words, the oil in the pipeline is already sold.

**Senator Hays:** So once the oil is in the system, it is the refiner's?

**Mr. Price:** Yes.

**Senator Hays:** And that is why the refiner has a problem in pricing new products, because of the cost of the product in the line and the time it will take to sell it as a refined product?

**Mr. Price:** If the stuff was bought in January at \$34 or \$36 per barrel, the refiner would not receive it until February or March when the price was down to \$17 per barrel. That refiner is still writing cheques in March for oil at \$36 per barrel.

**Senator Lucier:** I would like to come back to the line of questioning raised by Senator Kenny with regard to service stations. Are service stations in British Columbia selling products from your Prince George refinery?

[Traduction]

**Le sénateur Hays:** Votre tableau des coûts de forage montre que les dépenses du siège social et les frais encourus pour retenir les services de professionnels sont moindres dans le cas du pétrole lourd que dans celui du pétrole classique. Vous avez indiqué que cette différence était attribuable à la longueur du cycle de prospection. Je serais curieux de savoir pourquoi cette différence est si énorme?

**M. D. O. Gurel, directeur de la production, Husky Oil Limited:** Les coûts de prospection sont relativement modestes dans le cas du pétrole lourd. Ils sont généralement attribuables aux frais encourus pour retenir les services de professionnels au siège social. Par exemple, si vous achetez un terrain dans le but d'y exploiter un gisement de pétrole lourd, vous pouvez très bien y forer jusqu'à 16 puits, tandis que, dans le cas du pétrole classique, vous n'en forerez en général que quatre. Le coût par puits est donc sensiblement moins élevé dans le cas du pétrole lourd que dans celui du pétrole classique. La production de pétrole classique entraîne des coûts d'évaluation géophysique et nécessite, en général, plus de travaux de prospection. C'est pourquoi le coût par puits de pétrole classique est habituellement plus élevé.

**Le sénateur Hays:** En ce qui concerne le pétrole en transit, à partir de quel moment se fait le transfert de propriété et, par conséquent, le transfert de responsabilités à l'égard de la transformation du produit? En d'autres termes, à partir de quel moment, en tant qu'acheteur en aval, assumez-vous la responsabilité du produit? Quelle est la consigne dans l'industrie?

**M. Price:** Peut-être puis-je répondre pour l'ensemble de l'industrie, parce que nous ne nous approvisionnons pas directement à partir du PLI, comme la plupart des principaux acheteurs canadiens. L'utilisateur ultime achète le pétrole brut avant que celui-ci ne soit introduit dans le PLI. Par exemple, si l'utilisateur ultime achète du pétrole de Husky à Hardesty, Husky introduit le pétrole en question dans le réseau, et l'utilisateur ultime en devient le propriétaire dès ce moment. Si un raffineur de l'Ontario achète du pétrole brut à Edmonton et que ce pétrole est acheminé vers le PLI, le raffineur devient propriétaire du pétrole à partir du moment où il est introduit dans le PLI, même s'il n'en prend possession qu'à l'autre extrémité du réseau. En d'autres termes, le pétrole acheminé par le pipeline est déjà vendu.

**Le sénateur Hays:** Donc, à partir du moment où le pétrole est dans le réseau, il appartient aux raffineurs?

**M. Price:** C'est exact.

**Le sénateur Hays:** Le raffineur a donc du mal à fixer les prix des nouveaux produits, en raison du délai qui s'écoule entre le moment où il achète le pétrole et le moment où il vend son produit raffiné?

**M. Price:** Si le pétrole a été acheté en janvier à 34 ou 36 \$ le baril, le raffineur ne l'a pas reçu avant février ou mars. Même si, entretemps, le prix a baissé à 17 \$ le baril, ce raffineur a quand même payé 36 \$ le baril pour son pétrole reçu en mars.

**Le sénateur Lucier:** J'aimerais revenir sur les questions soulevées par le sénateur Kenny au sujet des postes d'essence. Les postes d'essence de Colombie-Britannique achètent-ils leurs produits de votre raffinerie de Prince George?

[Text]

**Mr. Price:** It may vary, but the stations near Prince George would be, yes. Most of the northern British Columbia service stations get their products from Prince George.

**Senator Lucier:** My next question does not necessarily apply to your refinery—it could also apply, for example, to Esso, who also has a large refinery in Edmonton—but how long does it take for the crude to get from the well, to the refinery to the service station in Edmonton or Prince George?

**Mr. Price:** It would still vary substantially.

**Senator Lucier:** Are we talking a week or two weeks?

**Mr. Price:** Are you referring to outside the refinery gate?

**Senator Lucier:** Yes.

**Mr. Price:** The full cycle would normally take in excess of 60 days. That is, from the time you produce the oil to the time it hits the pump.

**The Chairman:** In Alberta?

**Senator Lucier:** Mr. Chairman, we were told by someone that it takes about a week to ten days.

**The Chairman:** Seventeen days.

**Mr. Price:** It must have been somebody in the upstream business.

**The Chairman:** Esso.

**Mr. Price:** I do not believe it. Somebody might argue that if everything went lickety-split the shortest period of time would be 17 days. However, these refineries normally run in excess of 15 to 20 days inventory, and you cannot jump the barrel that just came in over the existing inventory and put it out the other end. I think that you are dealing with a time aggregate in the range of 50 to 60 days. You have to work your way through the inventory that you have at the refinery and you run inventories on the crude side, the partially processed product side and the end product side for reasons of continuity.

**Senator Lucier:** Mr. Price, keeping in mind that I do not mean to tie this question merely to yourself. It does not matter which company it is, but using light crude generally, when you were selling for \$36 per barrel, it was costing \$10 per barrel to produce. Now that you are selling it for \$16, you are still producing it for \$10, so you are making a little bit of profit on it. I think I saw that in your charts. The production costs did not change a lot when you were selling it for \$36, did they?

**Mr. Price:** There are costs that change. Royalties change; PGRT changes, but not the operating costs. However, those two factors, royalties and PGRT, have traditionally taken in the range of 50 per cent of the increment of any price increase, and here I am speaking about after tax. Therefore in an after-tax sense, a high productivity old oil well is basically at about

[Traduction]

**M. Price:** Ça varie, mais les postes d'essence situés à proximité de Prince George s'alimentent effectivement chez nous. La plupart des postes d'essence du nord de la Colombie-Britannique achètent eux aussi leurs produits de notre raffinerie de Prince George.

**Le sénateur Lucier:** Ma prochaine question ne s'applique pas nécessairement à votre raffinerie—elle peut, par exemple, s'appliquer aussi à Esso, qui possède une importante raffinerie à Edmonton. Combien faut-il de temps pour que le pétrole brut extrait du puits arrive à la raffinerie puis au poste d'essence à Edmonton ou Prince George?

**M. Price:** Ça varie toujours sensiblement.

**Le sénateur Lucier:** Est-ce une question d'une semaine ou deux?

**M. Price:** Voulez-vous parler du temps nécessaire pour que le pétrole quitte la raffinerie?

**Le sénateur Lucier:** Oui.

**M. Price:** Le cycle entier exige normalement plus de 60 jours. C'est-à-dire qu'il s'écoule plus de 60 jours entre le moment où le pétrole est produit et le moment où il arrive à la pompe.

**Le président:** En Alberta?

**Le sénateur Lucier:** Monsieur le président, quelqu'un ne nous a-t-il pas déjà dit que cela exigeait environ 7 à 10 jours?

**Le président:** Dix-sept jours.

**M. Price:** Il devait s'agir d'un représentant d'une entreprise en amont.

**Le président:** Il s'agissait d'un représentant d'Esso.

**M. Price:** C'est impossible, sauf peut-être en mettant les choses au mieux. Ces raffineries ont normalement un inventaire d'au-delà de 15 à 20 jours, et elles ne peuvent pas mettre en marché le dernier pétrole qu'elles ont acheté avant d'avoir écoulé leur inventaire. Au total, le délai se situe toujours autour de 50 à 60 jours. Il faut du temps pour écouler votre inventaire, compte tenu du fait que chaque raffinerie doit garder un inventaire de pétrole brut, de produits partiellement transformés et de produits finis pour assurer la continuité de l'approvisionnement.

**Le sénateur Lucier:** Encore une fois, ma question ne s'applique pas nécessairement à vous mais à n'importe quelle autre entreprise. Lorsque vous vendez votre pétrole léger 36 \$ le baril, il vous en coûte 10 \$ le baril pour le produire. Maintenant que vous le vendez 16 \$ le baril, il vous en coûte toujours 10 \$ le baril pour le produire. Vous faites donc un peu de profit sur la vente de ce pétrole. Cela apparaît d'ailleurs quelque part dans vos tableaux. Les coûts de production ne varient pas énormément lorsque vous vendez votre pétrole 36 \$ le baril, n'est-ce pas?

**M. Price:** Certains coûts, comme les redevances et la TRPG, varient, mais les coûts d'exploitation ne changent pas. Ces deux éléments, c'est-à-dire les redevances et la TRPG, comptent toutefois pour à peu près 50 p. 100 de chaque augmentation des prix, et je parle ici du prix après la taxe. La production d'un vieux puits de pétrole est donc taxée à environ 85

[Text]

an 85 per cent tax rate. Therefore when the price increases, the governments take 85 per cent; when the price falls, the governments take 85 per cent. Remember, however, that I am speaking of a high productivity old oil well in Alberta and that is still, today, in around the 80 to 85 per cent effective tax rate, if you add royalties, PGRT and income taxes.

**Senator Lucier:** Thank you, Mr. Chairman.

**Senator Lefebvre:** Mr. Price, if I remember correctly, this morning you were saying that, in your opinion, a free market in international oil does not exist. Is that correct? In other words, you are saying that there is no such thing.

**Mr. Price:** Let me put the word "classic" in front of it. In other words, there is no free market in international oil. When an economist says "Let's have a free market," we do not have one of those.

**Senator Lefebvre:** As you are no doubt aware, we have had people come before this committee that say exactly the same thing insofar as the retail level of gasoline, diesel and heating oil. In other words, they are saying that there is no such thing as a free market in Canada. What is your opinion on that?

**Mr. Price:** I think it is a great deal closer to a free market from the oil barrel downstream than it is from the oil barrel upstream.

**Senator Lefebvre:** Downstream?

**Mr. Price:** Yes. From the oil barrel downstream is a lot closer to a free market in Canada than from the oil barrel upstream. What I am saying is that the downstream business is closer to a free market than the upstream business is.

**Senator Lefebvre:** It is a little freer than the upstream, although it is not quite free?

**Mr. Price:** Senator, is the banking industry a free market?

**Senator Lefebvre:** Perhaps we will have to ask the banking committee to look into that one, but we are having enough trouble with our own mandate. I think we will let the other committee look after that.

**Mr. Price:** I think the question is: What is a free market? Downstream in Canada, you have essentially five fairly large players and then you have probably another 20 smaller players or very small players.

**Senator Lefebvre:** Where are you in that situation?

**Mr. Price:** A little bit after the five; approximately seventh or eighth, probably.

**Senator Lefebvre:** Very well, and in answering to Senator Kenny and others, you said that the people who sell your products, the men and women, whether they own their facilities or not, they are independent business persons.

**Mr. Price:** They are proprietors. I will not use the word "independent"—

[Traduction]

p. 100. Chaque fois que les prix augmentent, le gouvernement s'approprie 85 p. 100 de la hausse; il en est de même lorsque les prix baissent. Encore une fois, cela s'applique exclusivement à la production des vieux puits de pétrole de l'Alberta, laquelle est aujourd'hui taxée à 80 ou 85 p. 100, si vous ajoutez les redevances, la TRPG et l'impôt sur le revenu.

**Le sénateur Lucier:** Merci, monsieur le président.

**Le sénateur Lefebvre:** M. Price, vous avez dit ce matin, si j'ai bonne mémoire, qu'il n'existe pas à votre avis de marché international libre du pétrole. Est-ce exact? En somme, selon vous un tel marché n'existe pas.

**M. Price:** Laissez-moi ajouter l'adjectif «classique». En d'autres mots, il n'y a aucun marché libre international, au sens où l'entendrait un économiste classique.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous savez sans doute que d'autres témoins ont dit exactement la même chose, au sujet de la vente au détail de l'essence, du mazout et de l'huile à chauffage. Bref, ils affirment qu'il n'existe pas au Canada de marché libre. Qu'en pensez-vous?

**M. Price:** Je crois que nous nous rapprochons beaucoup plus d'un marché libre en aval qu'en amont.

**Le sénateur Lefebvre:** En aval?

**M. Price:** Oui. Au Canada, le commerce du pétrole se rapproche plus d'un marché libre en aval qu'en amont.

**Le sénateur Lefebvre:** Le marché est un peu plus libre qu'en amont, bien qu'il ne soit pas tout à fait libre?

**M. Price:** Sénateur, peut-on qualifier de marché libre le secteur bancaire?

**Le sénateur Lefebvre:** Nous ferions mieux de demander au comité sur les banques d'étudier cette question, car nous avons suffisamment de peine à remplir notre propre mandat. Je crois que nous laisserons à l'autre comité le soin d'étudier cette question.

**M. Price:** La question revient en somme à demander: qu'est-ce qu'un marché libre? En aval, au Canada, on trouve cinq sociétés assez importantes et une vingtaine d'autres, moyennes ou petites.

**Le sénateur Lefebvre:** Où vous situez-vous dans cette échelle?

**M. Price:** Un peu après les cinq sociétés importantes; environ au septième ou huitième rang.

**Le sénateur Lefebvre:** Très bien; et lorsque vous avez répondu au sénateur Kenny et à d'autres, vous avez dit que les personnes qui vendent vos produits, hommes et femmes, qu'elles soient ou non propriétaires des installations, sont des gens d'affaires indépendants.

**M. Price:** Ces gens sont propriétaires. Je n'utiliserai pas le mot «indépendant»—



[Text]

**Senator Lefebvre:** They own their own inventory, et cetera, whether you own the facilities or not, and if they have problems with prices in a given area, then they must compete.

**Mr. Price:** The first and normal business principle is that they prefer to compete in their area. If, from time to time, they lose money, then they lose money and when they make money, then they make money. They prefer to have it that way.

**Senator Lefebvre:** However, if they got into a very difficult situation, would you not step in once in a while and use the consignment method?

**Mr. Price:** No.

**Senator Lefebvre:** You never take part in that type of retailing of gasoline?

**Mr. Price:** No.

**Senator Lefebvre:** With someone in a desperate situation, would you lower the price per litre to that particular outlet so that that person would not lose all of his customers?

**Mr. Price:** We would look at that sector. We would not particularly look at an individual outlet, but if there is some reason why, on a continuing basis, where we must re-look at our pricing policies in a region, then we do that.

**Senator Lefebvre:** One more question. It is on a different subject, but is something that I did not quite understand when we were speaking about pro-rationing. I go the impression that pro-rationing does not very much help the person or the company that is producing without refining capacity. Is that correct?

**Mr. Price:** The pro-rationing system was originally put in place so that the major integrated companies would not buy all of their oil from their own producing arms, first and the independents would have opportunity to sell to the major integrated companies. That is the reason that it came up at the outset. These are probably general, round numbers, but probably the four big downstream oil companies in aggregate probably produce somewhere between 300,000 and 400,000 per day of their own production. If you took the simple view of the market and said, "How about totally deregulating the market from a pro-rationing point of view," then which oil would they buy first? They would probably buy their own oil first rather than have their own oil shut in and buying from someone else.

Under certain pricing scenarios, they might decide to shut in their own oil and buy someone else's because it costs less, but generally you have a significant component of the downstream business having a significant component of the production side of the business. The original idea of pro-rationing was to spread around that marketplace in order that people did not buy their own oil first. It was to give the independents, who do not have any downstream business, an opportunity to sell to the domestic market.

**Senator Lefebvre:** Is it working?

**Mr. Price:** It works for that purpose. It works well, from that narrow point of view, because it simply pro-rates the domestic demand across all of the wells in Alberta. It is strictly

[Traduction]

**Le sénateur Lefebvre:** Ils sont propriétaires de leur propre inventaire et ainsi de suite, qu'ils soient propriétaires ou non des installations, et s'ils connaissent des difficultés avec les prix dans un domaine donné, il leur faut concurrencer.

**M. Price:** Normalement, ils préfèrent concurrence dans leur propre domaine et réaliser ainsi parfois des profits tout en subissant à l'occasion des pertes. Telles sont les conditions qu'ils préfèrent.

**Le sénateur Lefebvre:** Toutefois, s'ils se trouvaient coincés dans une situation difficile, n'auraient-ils pas, de temps à autre, recours à la consignation?

**M. Price:** Non.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous n'utilisez jamais cette méthode pour la vente au détail de l'essence?

**M. Price:** Non.

**Le sénateur Lefebvre:** Mais dans un cas particulièrement difficile, réduiriez-vous le prix du litre d'essence vendue à ce détaillant pour qu'il ne perde pas tous ses clients?

**M. Price:** Nous considérerions le secteur plutôt qu'un débit en particulier, toutefois, au besoin, nous revoyons notre politique des prix dans une région donnée.

**Le sénateur Lefebvre:** Une autre question qui porte sur un sujet différent: celui de la répartition, que j'ai mal saisi lorsque vous en avez parlé plus tôt. J'ai cru comprendre que la répartition n'aide pas beaucoup la personne ou la société pétrolière qui ne fait pas de raffinage. Est-ce juste?

**M. Price:** Le régime de répartition a été institué tout d'abord pour que les importantes sociétés intégrées n'achètent pas le pétrole qu'elles produisent elles-mêmes, donnant ainsi aux sociétés indépendantes l'occasion d'écouler cette production. Telle est la raison première de l'institution de ce régime. Les chiffres suivants sont probablement des données générales, exprimées en chiffres ronds, mais les quatre sociétés pétrolières en aval produisent de 300 000 à 400 000 barils par jour. Si l'on se fiait simplement au marché et que l'on décidait de supprimer totalement toute réglementation de la répartition, quel pétrole achèteraient d'abord les sociétés? Probablement le leur d'abord pétrole plutôt que de la conserver et d'acheter celui d'une autre compagnie.

Parfois, un prix inférieur peut les inciter à conserver leur pétrole et acheter celui d'autres sociétés mais généralement, une bonne partie du secteur en aval assume en même temps une importante fraction de la production. Le régime de répartition visait au début à étaler ce marché pour que les sociétés n'achètent pas d'abord leur propre pétrole. On voulait donner par là aux sociétés indépendantes, qui n'ont pas de secteur en aval, l'occasion de vendre sur le marché intérieur.

**Le sénateur Lefebvre:** Y a-t-on réussi?

**M. Price:** De ce strict point de vue: oui: car la demande nationale se trouve répartie sur tous les puits de l'Alberta. C'est un problème strictement albertain qui ne se présente pas en Saskatchewan ou en Colombie-Britannique.

[Text]

an Alberta issue, because it does not happen in Saskatchewan or British Columbia.

Having said that, what happens is that in a deregulated market, a refiner cannot particularly home in and buy a specific crude stream and generate his refinery economics to the best by saying, "I want that particular quality of crude to match my refinery run in order to make that slate of products," and do it on an on-going pre-determined basis. Also, you will hear the refiners say, "I would be prepared to pay another 20 cents a barrel—or pay some kind of premium—if I could just get those barrels on that product slate matched with my refinery." They cannot do that with a prorationing system because it stops that type of transaction from being built up on a term basis. Many people would like to have their cake and eat it too, if I can use that analogy. We would like the refiners to pay and get optimal refinery economics and pay the producer for it. On the other hand, you have the independents worried that, if they do that, the producers who will get the optimal payment will be the upstream arm of that same refinery, and that is the basic problem, and it is a tough one.

**Senator Lefebvre:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Mr. Price, you have been very patient. I just have two quick questions. On the second chart with respect to the wellhead price required, there is quite a discrepancy between the royalty on cyclic steam in Alberta and primary development. Can you explain that?

**Mr. J. Tom Graham, Manager, Heavy Oil Engineering, Heavy Oil Division, Husky Oil Limited:** Yes, the royalty used for cyclic steam is the standard Cold Lake royalty formula which uses a 1 per cent royalty initially which escalates 1 per cent every 18 months to a maximum of 5 per cent, and then switches to a 30 per cent net profit interest after pay-out.

The other royalty for the primary development is standard formula in Alberta.

**The Chairman:** I have another question. Going back to marketing, downstream. Mr. Price, you said: "He sets the price," meaning your dealer. Your dealer in Ottawa buys at the Petro-Canada rack. Is Petro-Canada not setting the price?

**Mr. Price:** No, he does not buy Petro-Canada rack.

**The Chairman:** Where does he buy his stock, then?

**Mr. Price:** He buys it from Husky.

**The Chairman:** How does Husky get it from Prince George to Ottawa?

**Mr. Price:** We have a processing arrangement, in this case with Suncor where we provide them with crude oil, pay them a processing fee and they provide us back with the products from the crude oil, and those are the products that we market in Ontario.

[Traduction]

Ce qui se produit en somme, c'est que dans un marché déréglementé, le raffineur ne peut pas acheter uniquement un type de brut en particulier et exploiter au mieux sa raffinerie, tout en étant en mesure de garantir en permanence la qualité des divers sous-produits qu'il tirera de ce brut. On entend dire aussi parfois. «Je paierais volontiers ce brut 20 cents de plus le baril—ou une quelconque prime—si je pouvais l'obtenir pour fabriquer les sous-produits particuliers à ma raffinerie». Or cette éventualité est impossible avec le régime de répartition qui empêche une transaction pareille d'avoir lieu pendant une période donnée. Bien des gens voudraient miser sur les deux tableaux. Nous aimerions que le raffineur paye et qu'il obtienne le meilleur rendement. De leur côté, les sociétés indépendantes s'inquiètent de ce que les producteurs, qui obtiennent le prix optimum, seront les mêmes qui constituent le secteur en amont de cette même raffinerie, et c'est là que réside essentiellement le problème, qui n'est pas facile à résoudre.

**Le sénateur Lefebvre:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** Monsieur Price, vous avez fait preuve de beaucoup de patience. J'ai encore deux brèves questions à vous poser. Dans le second tableau et relativement aux prix à la tête de puits, il y a un écart assez prononcé entre les redevances payées en Alberta à l'égard de l'extraction à la vapeur cyclique et le développement primaire. Pouvez-vous m'expliquer cela?

**M. J. Tom Graham, gérant, Ingénierie du pétrole brut, division du pétrole brut, Husky Oil Limited:** Oui, les redevances utilisées pour l'extraction au moyen de la vapeur cyclique, est la formule de redevance normale utilisée dans la région de Cold Lake soit une redevance initiale, de 1 p. 100 qui augmente par la suite au rythme de 1 p. 100 tous les 18 mois, jusqu'à un maximum de 5 p. 100, et qui se change ensuite en une participation de 30 p. 100 avec profits nets.

L'autre redevance pour le développement primaire est la formule normale utilisée en Alberta.

**Le président:** Il me reste encore une question. Revenons à la commercialisation en aval. Vous avez dit, monsieur Price que votre détaillant fixe le prix. Votre détaillant à Ottawa achète au prix à la rampe de Petro-Canada. N'est-ce pas Petro-Canada qui fixe le prix?

**M. Price:** Non. il n'achète pas au prix à la rampe de Petro-Canada.

**Le président:** Où s'approvisionne-t-il alors?

**M. Price:** De la société Husky.

**Le président:** Comment la société Husky achemine-t-elle le produit de Prince George à Ottawa?

**M. Price:** Elle a conclu un accord sur le traitement du brut, en l'occurrence avec la société Suncor, elle fournit le brut et paie à Suncor un certain montant pour le traitement. En retour, Suncor nous expédie les sous-produits du pétrole brut et nous les écoulons sur le marché ontarien.

[Text]

**The Chairman:** You are a part of the agreement between your Husky dealers and the supplier, Petro-Canada? You made the deal.

**Mr. Price:** No, we acquire gasoline and diesel fuel in Ontario by buying crude oil, delivering it to Suncor and paying a toll for Suncor to process it, paying a processing fee, and then taking that gasoline and diesel fuel and transporting it to our outlets in Ontario. We do all that. We sell it to our outlets at a price which has all that history in mind.

**The Chairman:** You have been very patient, gentlemen. We have kept you here two hours and twenty minutes. I think that is an indication of the interest we have had in the evidence you have given us this morning.

As always, we appreciate it very much. Please extend our greetings to Mr. Blair. Thank you very much.

The committee adjourned.

Ottawa, Monday, May 5, 1986

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 2 p.m. to review all aspects of the National Energy Program including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings (Chairman)** in the Chair.

**The Chairman:** As we continue today's meeting, I would mention that we have another meeting, honourable senators, at 4 o'clock with Ultramar Canada Inc.. I apologize for the meeting tomorrow evening at 6 o'clock, but it is inevitable if we are going to be able to complete our hearings prior to the long weekend, May 19.

We welcome this afternoon the officials from Petro-Canada. They are led by Mr. Robert Mayo, the President of Petro-Canada's Products Division.

Gentlemen, we are happy to have you with us. We have heard a little bit about you this last two or three weeks and we are looking forward to our discussion this afternoon. Mr. Mayo, would you like to introduce the officials you have with you and then make your opening statement?

**Mr. R. J. Mayo, President, Products Division, Petro-Canada:** Honourable senators, my name is Bob Mayo and I am the President of Petro-Canada Products, which is the downstream arm of Petro-Canada. I have with me here today Mr. Gaston Beauregard, Senior Vice-President of the Products Division in eastern Canada, located in Montreal, Quebec; Mr. Wesley Twiss, Vice-President of Corporate Planning in Calgary, and Mr. John Bechtold, Senior Director of Supply for the Products Division, and he is in Calgary as well.

We are here today to discuss matters relating to the petroleum industry. I would like to begin with an opening statement and we will then be pleased to entertain any questions you may have after my presentation is complete.

Over the last number of months, our attention has been focused on the impact of changing crude oil prices on world and national economic balances. In Canada, regional economic patterns are changing as the oil and gas sector suddenly faces a very difficult and different business environment. However, we

[Traduction]

**Le président:** La Husky est partie à l'accord conclu entre ses vendeurs et le fournisseur, Petro-Canada? Vous avez fait la transaction.

**M. Price:** Non, nous obtenons l'essence et le mazout en Ontario, en achetant le pétrole brut et le livrant à Suncor à qui nous versons un certain montant pour le traiter. Par la suite, l'essence et le mazout sont transportés en Ontario, où nous le vendons à nos détaillants à un prix qui tient compte de toutes ces phases de l'opération.

**Le président:** Vous avez été très patients, messieurs. Nous vous avons retenus ici pendant deux heures et vingt minutes. C'est la preuve que nous attachons beaucoup d'intérêt aux dépositions que vous nous avez faites ce matin.

Comme d'habitude, nous vous en sommes très obligés. Veuillez saluer de notre part M. Blair. Merci beaucoup.

La séance est levée.

Ottawa, le lundi 5 mai 1986

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 14 heures pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings (président)** occupe le fauteuil.

**Le président:** Avant d'ouvrir la séance, je tiens à mentionner, honorables sénateurs, que nous avons à 16 heures une autre séance où comparaitront les représentants d'Ultramar Canada Inc. Je déplore que la séance de demain ait été fixée à 18 heures, mais nous y étions obligés pour terminer nos audiences avant le long week-end du 19 mai.

Nous accueillons cet après-midi des représentants de Petro-Canada. M. Robert Mayo, président, Produits Petro-Canada, sera le principal porte-parole.

Messieurs, nous sommes heureux de vous accueillir. Nous avons entendu parler de vous au cours des deux ou trois dernières semaines et avons hâte d'entendre vos observations. Monsieur Mayo, auriez-vous l'obligeance de nous présenter vos collègues et de faire ensuite votre déclaration préliminaire?

**M. R. J. Mayo, président, Produits Petro-Canada:** Honorables sénateurs, je m'appelle Bob Mayo. Je suis président des Produits Petro-Canada, la société en aval de Petro-Canada. M'accompagne M. Gaston Beauregard, vice-président principal de la Division des produits pour l'est du Canada. Il travaille à Montréal (Québec). Je vous présente ensuite M. Wesley Twiss, vice-président de la Planification, à Calgary, et M. John Bechtold, directeur principal des approvisionnements, Produits Petro-Canada. Il travaille aussi à Calgary.

Nous sommes ici pour discuter de questions qui ont trait à l'industrie du pétrole. Je ferai d'abord une déclaration préliminaire. Nous serons heureux de répondre à toute question que vous voudrez bien nous poser quand j'aurai terminé mon exposé.

Au cours des derniers mois, l'actualité a braqué ses feux sur les conséquences de l'évolution des cours mondiaux du pétrole brut sur l'équilibre économique du monde entier et de notre pays. Au Canada, les modèles économiques régionaux évoluent eux aussi, puisque le secteur pétrogazier doit tout à coup



*[Text]*

must not let the magnitude of the rapid changes we are facing today obscure the fact that the oil and gas business has been in a state of transition for some time now, and that market forces have already been reshaping the way in which we operate—both in the exploration and production end of the business and in refining and marketing.

These long-term changes have been central to the way in which Petro-Canada operates. In our 10-year history, we have known nothing but change, as the petroleum market has swung from supply shortage to the current situation of oversupply. We have learned to adapt, to anticipate market changes and to move quickly to follow the requirements of the market and therefore the needs of Canadians.

After the jumps in oil prices during the 1970s and the fears of energy shortages, prices softened during the 1980s. The effects of the recession combined with interfuel substitution and conservation, such as the use of more efficient cars, cut into the demand for refined products. Canadians are now purchasing only three quarters of the product they required in 1980.

This slump in domestic refined product demand and the effects of a worldwide recession on supply demand balances and pricing have forced changes in our business. Petro-Canada responded by reorganizing and streamlining its operation, becoming more tightly structured and able to operate more efficiently.

Having established a significant inventory of frontier and oil sands reserves during its earlier years, Petro-Canada has recently placed greater emphasis on investments that will generate short-to-medium-term returns. Given the changes in the business environment, Petro-Canada has de-emphasized longer-term investments in Canada's frontiers. During 1985 increasing activity and investments in western Canada reflected the Western Accord and new incentive programs in the western provinces.

The refining and marketing business has undergone more radical changes. In recent years, with its business reduced by 25 per cent, the entire industry has been working to reduce surplus capacity in refining and in retail facilities. Despite these efforts, the refining and marketing business continues to be characterized by low refinery utilization. Intense competition has lowered prices, so that for some time now returns have been significantly below those for manufacturing industries. According to recent estimates, companies in the refining and marketing business generated a return on capital employed averaging 3 per cent or less in 1985. This is clearly inadequate. A reasonable return is needed to ensure the continued viability of the downstream operations, for an adequate provision of

*[Traduction]*

s'adapter à un contexte économique à la fois très différent et difficile. Il ne faut cependant pas laisser l'ampleur des changements rapides qui surviennent aujourd'hui nous faire oublier la réalité: le secteur du pétrole et du gaz traverse depuis un certain temps déjà une phase de transition, et les forces du marché ont déjà refaçonné la nature de notre activité, autant dans l'exploration et la production que dans le raffinage et le marketing.

Ces transformations à long terme sont au cœur de la nature même de l'activité de Petro-Canada. Au cours de nos dix années d'existence, nous n'avons rien connu d'autre que le changement: le marché pétrolier est passé d'une situation de pénurie à l'excédent de l'offre que nous connaissons à l'heure actuelle. Nous avons appris à nous adapter, à prévoir l'évolution de la conjoncture et à intervenir rapidement pour nous plier aux impératifs du marché, et par conséquent, aux besoins des Canadiens.

Après avoir inscrit des hausses au cours des années 1970 et après les craintes de pénuries d'énergie, les cours du pétrole se sont calmés pendant les années 1980. Les retombées de la récession, conjuguées avec les efforts de substitution et de conservation des combustibles, telles que la mise en marché de voitures plus économes d'énergie, ont fait reculer la demande de produits pétroliers raffinés. À l'heure actuelle, les Canadiens n'achètent plus que les trois-quarts des produits dont ils avaient besoin en 1980.

Ce fléchissement de la demande de produits raffinés et les conséquences de la récession mondiale sur l'équilibre et les prix de l'offre et de la demande ont imposé des changements au sein de nos activités. Petro-Canada a réagi à cette situation en réaménageant et en simplifiant ses activités, afin de se structurer plus rigoureusement et de pouvoir exercer ses activités plus efficacement.

Après avoir établi un stock important de réserves dans les régions éloignées et de sables pétrolifères au cours de ses premières années d'existence, Petro-Canada a insisté récemment sur les investissements qui produiront un rendement financier à court et à moyen termes. En tenant compte des changements dans le monde des affaires, Petro-Canada met moins l'accent sur les investissements à plus long terme dans les régions éloignées du Canada. En 1985, l'accroissement des activités et des investissements dans l'Ouest du pays a été la conséquence de la conclusion de l'Accord de l'Ouest et des nouveaux programmes d'encouragement dans les provinces occidentales.

Les activités de raffinage et de marketing ont subi pour leur part des mutations plus profondes. Au cours des dernières années, l'ensemble du secteur pétrolier, face à une compression de 25 pour cent de son marché, s'est efforcé de réduire sa surcapacité de raffinage et de vente au détail. Malgré ces efforts, les secteurs du raffinage et du marketing continuent d'être caractérisés par une faible utilisation de la capacité des raffineries. L'âpreté de la concurrence a fait baisser les prix. Voilà pourquoi, depuis quelque temps, les rendements dans le secteur pétrolier et gazier sont de beaucoup inférieurs à ceux du secteur secondaire. Selon de récentes estimations, les sociétés du secteur du raffinage et du marketing ont dégagé en moyenne, en 1985, un rendement de 3 pour cent ou moins sur les capi-

*[Text]*

products and services to customers, and continued jobs for the benefit of all Canadians.

In Petro-Canada, the refining and marketing division has always operated within an entirely commercial, bottom-line focus. Its mandate has been to operate as competitively and as efficiently as possible, thereby generating cash to invest in the development of Canada's energy resources.

We have progressively carried out a range of initiatives to ensure effective competition with our markets. Most notably, key investments have improved efficiency, flexibility and capabilities of our refineries, and we have purchased new assets that fill in the gaps that existed in our operations. With a more balanced retail network and product offering and a broader manufacturing capability, we will now be able to operate more effectively.

This, then, is the context in which the recent world oil price drop should be reviewed: an industry that has been forced to adapt to a variety of challenges and changes in the past and has been restructuring in recent years to cope effectively with weak prices and low demand.

The sudden price collapse has now added new challenges. While accurate forecasting is not possible in today's environment, we expect, as do most observers, that crude prices will remain volatile and unpredictable over the next five years, and probably within the range of \$10 to \$20 (U.S.) per barrel. The lower world oil price and pricing outlook is expected to result in considerably reduced cashflow and investment opportunities for the Canadian industry for several years. Investments in potential new oil supply sources from frontier areas or synthetic oil plants will be very difficult in this environment without substantial government involvement. Lower investment levels will significantly reduce future oil and gas production and therefore could lead to the re-emergence of the supply concerns in Canada.

At Petro-Canada, the drop in price will cut cash flow and earnings significantly. Management has responded by cutting costs wherever possible to maintain the corporation's competitiveness and sustain its financial position in the short term. Planned capital expenditures for 1986 have been reduced significantly, and staffing levels have been lowered.

The major impact of the price drop will be on revenues in exploration and production. Implications for the refining and marketing business are not yet clear. Price changes in both crude oil and petroleum products will substantially affect working capital requirements and could generate potential inventory losses, possibly amounting to several hundred million dollars. Margins in refined products are difficult to predict,

*[Traduction]*

taux investis. Il s'agit d'un taux nettement insuffisant. Il faut pouvoir compter sur des rendements raisonnables pour soutenir la viabilité des activités en aval, assurer un nombre adéquat de produits et de services à la clientèle et pouvoir continuer d'offrir des emplois et des avantages aux Canadiens.

La division du raffinage et du marketing de Petro-Canada a toujours exercé ses activités dans un souci aigu d'efficacité et de rentabilité. Son mandat a été d'être aussi concurrentielle et efficace que possible afin de produire l'autofinancement nécessaire à nos investissements dans la mise en valeur des ressources énergétiques du Canada.

La Société a progressivement réalisé un programme de mesures visant à concurrencer efficacement les autres distributeurs de produits pétroliers. En particulier, des investissements-clés ont permis d'améliorer l'efficacité, la souplesse et les possibilités de nos raffineries. Nous avons également fait l'acquisition de nouveaux actifs pour combler des vides au sein de nos activités. Un réseau de détail et un éventail de produits plus équilibrés, ainsi qu'une vaste capacité de fabrication, nous permettent maintenant d'améliorer notre efficacité.

Voilà donc le contexte dans lequel il faut envisager la récente chute des cours mondiaux du pétrole: l'industrie a dû s'adapter à une multitude de difficultés et de changements et s'est restructurée au cours des dernières années pour pouvoir faire face efficacement à la léthargie des prix et de la demande.

Le brusque effondrement des cours vient d'accentuer ces difficultés. S'il n'est plus possible, dans le contexte actuel, d'avancer des prévisions exactes, nous nous attendons, comme d'ailleurs la plupart des observateurs, à ce que les prix du pétrole brut restent hésitants et imprévisibles au cours des cinq prochaines années et demeurent dans la gamme des 10 à 20 dollars américains le baril. La baisse des cours mondiaux du pétrole devrait diminuer considérablement l'autofinancement et les occasions d'investissements de l'industrie canadienne pendant quelques années. Dans ce contexte, il sera très difficile d'investir dans les sources nouvelles de pétrole dans les régions éloignées ou dans les usines de pétrole synthétique sans l'intervention massive de l'État. La baisse des niveaux d'investissement réduira considérablement la production du pétrole et du gaz, ce qui pourrait ranimer les inquiétudes vis-à-vis de la sécurité des approvisionnements au Canada.

La chute des cours du pétrole réduira sensiblement l'autofinancement et la rentabilité de Petro-Canada. Pour faire face à cette situation, la direction de la Société a décidé de comprimer les coûts dans toute la mesure du possible, afin de préserver le caractère concurrentiel de Petro-Canada et de soutenir sa situation financière à court terme. Les dépenses et immobilisations prévues pour 1986 ont été réduites de façon substantielle, et les niveaux d'effectifs ont été abaissés.

Mais c'est sur les recettes d'exploration et de production que se répercutera essentiellement la chute des prix. En ce qui concerne les activités de raffinage et de marketing, les conséquences du recul des cours mondiaux ne sont pas encore très nettes. Aussi bien pour le brut que pour les produits pétroliers, l'évolution des prix influencera considérablement les besoins de fonds de roulement et pourrait même produire des pertes sur les



*[Text]*

since they are ultimately determined in the various regional marketplaces. This uncertainty makes Petro-Canada's long-term strategy of improving the financial performance of its refining and marketing sector more challenging. In the current environment it is more important than ever. In the past, the unsatisfactory downstream returns have been partially offset by reasonable results in exploration and production. With the distress now expected in the latter sector, the downstream must now carry itself.

If we look within the refining and marketing business, the prices refiners pay for crude oil and the prices that consumers pay for refined products have received considerable attention. I would like briefly to touch on the mechanism for establishing both of those prices. In today's deregulated market the price of crude oil in Canada is determined by competitive forces. World pricing trends clearly frame the context for the Canadian market, since refiners are free to import crude oil, if that is to their benefit, while crude oil producers can export oil if the price in Canada is not satisfactory.

Canadian crude oil prices, then, follow world trends, reflected in practice by the Chicago market, which is the primary export alternative for Canadian oil producers.

I should point out a number of factors in the Canadian situation that dictate a difference between the Chicago price and crude oil prices in Canada. A major consideration is the problem of insufficient capacity in the interprovincial pipeline system. A prorating system is used to determine access to the pipeline, but the net effect is that delivery cannot be guaranteed and contractual commitments cannot always be met.

In-transit times on the IPL system are quite long compared to other alternatives. Shipments from Edmonton often take 50 days to reach Montreal, exposing refiners to major financial risk when prices move down during the in-transit period. Comparable crude can reach Montreal from the North Sea in 35 days in the winter and in just 15 days during the summer.

These and other factors lead to prices for Canadian crude oil that will generally follow trends in the Chicago market, but should not be expected to match Chicago prices exactly. Similar relationships have been in place for many years, including previous periods when the Canadian market was not regulated.

Canadian crude oil prices must reflect the financial risks that refiners face in Canada due to these deliverability prob-

*[Traduction]*

stocks, qui pourraient éventuellement atteindre quelques centaines de millions de dollars. Les marges bénéficiaires sur les produits raffinés sont difficiles à prévoir, étant donné qu'elles sont en définitive déterminées par les différents marchés régionaux. En raison de cette incertitude, la stratégie à long terme mise au point par Petro-Canada pour l'amélioration du rendement financier de ses activités de raffinage et de marketing devient plus difficile à mettre en œuvre et prend plus d'importance que jamais dans le contexte actuel. Par le passé, le rendement insatisfaisant des activités en aval a été en partie compensé par les résultats favorables de l'exploration et de la production. Mais à cause de la situation difficile prévue dans ces domaines, il est essentiel maintenant que le secteur des activités en aval se supporte lui-même.

Si on jette un coup d'œil aux activités de raffinage et de marketing, les prix payés par les raffineurs pour le brut et acquittés par les consommateurs pour les produits raffinés ont suscité une attention considérable. J'aimerais expliquer en quelques mots le mécanisme de fixation de ces prix. Dans le marché déréglementé que nous connaissons à l'heure actuelle, le prix du brut au Canada est fixé selon la loi de l'offre et de la demande. Les cours mondiaux du pétrole définissent clairement le cadre d'évolution du marché canadien, étant donné que les raffineurs sont libres d'importer le brut dans les cas où les importations sont plus avantageuses, et les producteurs de brut peuvent exporter leur pétrole si les prix au Canada ne sont pas à leur satisfaction.

Voilà pourquoi les cours du brut au Canada suivent les tendances des cours mondiaux, qui s'exercent dans la réalité sur le marché de Chicago, qui constitue un débouché de choix pour les producteurs de pétrole au Canada.

Permettez-moi d'énumérer quelques facteurs de la conjoncture canadienne qui déterminent la différence entre les cours du marché de Chicago et les prix du brut au Canada. Une des premières considérations est représentée par le problème de l'insuffisance de la capacité du réseau de pipelines Interprovincial. Pour établir les priorités d'accès à ce réseau, on fait appel à un système de prorata, mais malheureusement on ne peut garantir les livraisons et on ne peut pas toujours respecter les engagements contractuels.

Les délais de transport dans ce réseau de pipelines sont très longs, comparativement aux autres moyens de transport. Il faut souvent compter 50 jours pour livrer du pétrole d'Edmonton à Montréal, ce qui entraîne pour les raffineurs des risques importants, compte tenu de l'évolution des prix au cours du délai de transport. Or, le pétrole brut peut être livré à Montréal depuis la mer du Nord en 35 jours l'hiver et en 15 jours à peine l'été.

Ces considérations et d'autres facteurs font que le prix canadien du brut suit généralement l'évolution des cours du marché de Chicago. Pourtant, il ne faut pas s'attendre à ce que les prix canadiens correspondent exactement aux prix du marché américain. Ces correspondances de prix ont existé depuis de nombreuses années, y compris certaines périodes où le marché au Canada n'était pas réglementé.

Au Canada, en raison de ces problèmes de livraison, les prix du pétrole brut doivent tenir compte des risques financiers des



*[Text]*

lems. In recent months, for example, refiners have taken substantial losses because competition, driven by consumer expectations, has driven retail prices down faster than the reduction in the cost of crude oil used to make these products.

In the final analysis, then, refiners are caught between two highly volatile markets. Their posted prices for crude oil must incorporate a careful weighing of the risks of price movements, in both crude oil and refined products, during the time lag while oil moves through the transportation, storage, manufacturing, distribution and marketing processes.

Turning to petroleum products, once again competition in the marketplace is the basic determinant of price, particularly in the short term. While prices have declined in recent months, consumers' expectations of still lower prices have kept this issue before the public. Consumers have seen a 50 per cent decline in the price of crude oil and have expected a similar drop in product prices. Furthermore, reports of lower product prices in the United States have added to the perception that Canadian consumer prices are too high.

These expectations are based on the misconception that prices are solely related to costs. This is not the case. In the short term, prices are determined by competition in the marketplace. For example, the big price reductions in gasoline that occurred in February and March were in response to competition. They took place before full advantage could be gained from lower-priced crudes, and major refiners and marketers did not recover their costs.

Even if we do look at costs, we find that the cost structure of refined products has not dropped as much or as quickly as has been perceived.

First, let me explain that product prices cannot be reduced in the same proportion as crude prices. The crude price is only one of several factors which affect the final consumer price. Refining, marketing and distribution costs, dealer margins and federal and provincial taxes are all cost components of refined products. These other cost components are relatively fixed, or even increasing. Furthermore, before a reduction in crude costs can be reflected in the cost of finished products, the inventory of crude and product which has been purchased or refined from higher-priced crude must be considered. The amount of inventory held depends upon each company's refining and distribution system, the supply sources and the geographic location of its facilities, as well as seasonal factors, demand and security of supply consideration. On average, it takes about 80 days for crude purchased by Petro-Canada to be transported, processed and sold as finished products. In other words, refined products sold today were purchased as crude in mid-February.

*[Traduction]*

raffineurs au pays. Ainsi, au cours des derniers mois, les raffineurs ont accusé des pertes substantielles parce que la concurrence, exacerbée par les attentes des consommateurs, a fait baisser les prix au détail plus rapidement que la réduction du coût du brut utilisé pour fabriquer les produits.

En dernière analyse, les raffineurs sont donc prisonniers de deux marchés très irréguliers. Les prix qu'ils affichent pour le brut doivent tenir compte d'une pondération attentive des risques occasionnés par l'évolution des prix, autant pour le brut que pour les produits raffinés, au cours des délais où le pétrole franchit les étapes du transport, du stockage, de la fabrication, de la distribution et de la commercialisation.

En ce qui concerne les produits pétroliers, la concurrence est à nouveau le premier facteur qui détermine les prix. Les prix ont fléchi au cours des derniers mois, et les consommateurs ont continué de réclamer des prix encore plus faibles, ce qui a captivé l'attention du grand public. En apprenant que les prix du brut avaient baissé de 50 pour cent, les consommateurs se sont attendus à ce qu'il en soit de même pour les prix de l'essence. En outre, les comptes rendus faisant état de prix encore plus faibles pour les produits aux États-Unis ont renforcé la conviction voulant que les prix consentis aux consommateurs canadiens soient trop élevés.

Ces attentes reposent sur une idée fausse, selon laquelle les prix dépendent directement des coûts. Or, cette situation est loin de correspondre à la réalité. A court terme, les prix sont déterminés par la concurrence sur le marché. Par exemple, les rabais importants consentis sur les prix de l'essence en février et en mars sont le fruit de la concurrence. Ces baisses de prix sont intervenues avant qu'on puisse tirer pleinement parti de la baisse des prix du brut, et les grandes sociétés de raffinage et de marketing n'ont pas récupéré leurs coûts.

On peut même constater que la structure des coûts des produits raffinés n'a pas baissé autant et aussi rapidement qu'on le croit.

Permettez-moi tout d'abord d'expliquer que les prix des produits ne peuvent diminuer au même rythme que les prix du brut. Le prix du brut n'est qu'un des facteurs qui déterminent le prix final consenti au consommateur. Les coûts de raffinage, de marketing et de distribution, les marges des détaillants et les taxes fédérales et provinciales sont autant d'éléments qui entrent dans le calcul du prix des produits raffinés. Or, ces autres éléments sont relativement fixes, ou peuvent même augmenter. De plus, avant qu'une baisse des coûts du brut puisse se répercuter sur le prix des produits finis, les stocks de brut et de produits qui ont été achetés ou raffinés à partir de brut à prix plus élevé doivent entrer en ligne de compte. La quantité de stocks en main est tributaire du système de raffinage et de distribution des entreprises, des sources d'approvisionnement et du lieu où sont implantées leurs installations, de même que de considérations saisonnières, de la situation de la demande et de la sécurité des approvisionnements. Il faut en moyenne compter 80 jours environ pour le transport, la transformation et la vente, sous forme de produits finis, du brut acheté par Petro-Canada. En d'autres termes, les produits raffinés vendus aujourd'hui ont été achetés sous forme de brut à la mi-février.

*[Text]*

If we look to the United States and the reported price differentials between U.S. and Canadian gasoline, we find that direct price comparison is extremely difficult because there are a number of significant structural differences between the Canadian and U.S. markets.

The U.S. market also relies more heavily on imports of crude and products. While this may provide some advantage for U.S. customers while prices are falling, it also presents a serious question of supply security should the situation reverse itself. Canadians were sheltered from the severe shortages of gasoline which occurred in the mid-1970s in parts of the United States.

To summarize this opening statement, I would like to re-emphasize the following points: First, Petro-Canada's refining and marketing division has always operated with commercial, bottom-line results as its first priority. Second, the oil and gas industry has gone through many changes since 1973, but the last half decade has been one of rationalization to gain greater efficiencies. This has been particularly true in refining and marketing, where market forces have kept returns below acceptable levels.

Third, the recent fall in world oil prices is sharply curtailing cashflow and earnings for Petro-Canada and other members of the oil and gas industry. It is now more important than ever for Petro-Canada to continue its long term strategy toward efficiency and greater profitability in both its exploration and development and refining and marketing businesses. Fourth, and last, movements in posted crude oil prices and retail product prices have been and will continue to be driven by competitive marketing forces. By following market forces and operating as efficiently as possible, Petro-Canada believes that it will provide the best price for consumers, as well as generate a reasonable return on investments for all Canadians.

**The Chairman:** On page 6 of your brief you say with regard to cashflows and investment opportunities over the next several years, "investment in potential new oil supply sources from frontier areas or synthetic plants will be very difficult in this environment without substantial government involvement." The frontier represents our most valuable resource with respect to future supply. What do you mean by "substantial government involvement?" Is that not in contrast to other evidence we have received?

**Mr. Mayo:** The industry is suffering in its cashflow. The downstream results, and you have seen some of them, are not very good and have not been very good in the past. The upstream, or the exploration and production end of the business, has been severely hit. Canadian crude oil has fallen to around \$18 or \$20 per barrel. Thank goodness, it has come up a bit. That is approximately a drop of \$20 per barrel from what it was at the end of last year. If prices stay in that area,

*[Traduction]*

Si on jette maintenant un coup d'œil aux États-Unis et aux différences de prix constatées entre les carburants canadien et américain, on s'aperçoit que la comparaison directe des prix est extrêmement difficile car il existe en effet des différences structurelles importantes entre les marchés canadien et américain.

En outre, le marché américain est plus largement tributaire des importations de brut et de produits. Si cette situation peut apporter des avantages aux clients américains en période de basse des prix, elle fait également surgir la grande question de la sécurité des approvisionnements en cas de retournement de cette tendance. Ainsi, au milieu des années 1970, le Canada a été à l'abri des graves pénuries d'essence survenues dans certains États de nos voisins du Sud.

Pour résumer ce mémoire, j'aimerais insister sur les points suivants: Premièrement, la division de raffinage et de marketing de Petro-Canada a toujours exercé son activité en accordant une priorité absolue à l'efficacité et à la rentabilité. Deuxièmement, le secteur pétrolier et gazier a subi de nombreuses mutations depuis 1973, mais les cinq dernières années se sont déroulées sous le signe de la rationalisation et des économies d'exploitation. Ce souci s'est en particulier affirmé dans le domaine du raffinage et du marketing, où les forces du marché n'ont pas permis de dégager des rendements financiers satisfaisants.

Par ailleurs, la récente chute des cours mondiaux du pétrole comprime fortement l'autofinancement et la rentabilité de Petro-Canada et des autres sociétés qui interviennent dans le secteur pétrolier et gazier. Aujourd'hui, Petro-Canada doit plus que jamais poursuivre sa stratégie à long terme d'amélioration de son efficacité et de sa rentabilité, autant dans l'exploration et le développement que dans le raffinage et le marketing. En conclusion, l'évolution des prix affichés du pétrole brut et des prix des produits au détail a été et continuera d'être déterminée par la concurrence qui règne sur le marché. En suivant les forces du marché et en œuvrant aussi efficacement que possible, Petro-Canada est d'avis qu'elle pourra offrir les meilleurs prix aux consommateurs tout en engendrant un rendement raisonnable pour tous les Canadiens.

**Le président:** À la page 5 de votre exposé, vous dites à propos de l'autofinancement et des occasions d'investissement qui se présenteront au cours des années à venir qu'il sera très difficile d'investir dans les sources nouvelles de pétrole dans les régions éloignées ou dans les usines de pétrole synthétique sans l'intervention massive de l'État. Les zones pionnières recèlent nos plus précieuses ressources en ce qui concerne notre approvisionnement futur. Qu'entendez-vous par une intervention massive de l'État? N'est-ce pas là une affirmation qui contredit les autres témoignages que nous avons recueillis?

**M. Mayo:** L'Industrie a des problèmes d'autofinancement. Les résultats en aval, comme vous avez pu le constater, ne sont pas très bons et ce depuis un certain temps. Les activités en amont, soit la prospection et la production, ont aussi été gravement touchées. Le pétrole brut canadien ne vaut plus que de 18 à 20 \$ le baril. Grâce à Dieu, le prix vient de remonter un peu. C'est néanmoins une chute de l'ordre de 20 \$ le baril, comparativement au prix en vigueur à la fin de l'année dernière. Si



**[Text]**

cash generation for companies such as ourselves will be down significantly. In fact, we have cut our capital budget for next year by 40 per cent. If you forecast that prices are going to stay at that level, obviously, you cannot expect the cash to come in. If you do not have cash and the high price to go after those high-cost reserves, those projects will not be economical to develop and will remain undeveloped until they become a priority.

**Mr. W. R. Twiss, Vice-President, Corporate Planning, Petro-Canada Inc.:** Perhaps I could emphasize a couple of points made by Mr. Mayo. First, cashflow is down substantially. We expect our cashflow for this year to be less than half of what it was last year. In addition, many of the projects that are available to us in the frontier and in the oil sands are high-cost sources of supply. In a period of low crude oil prices, they look less attractive. We expect that these projects will continue to be pursued and that development will take place when they appear to be economical. We also expect that, if developments are to take place over the next few years, there will be a need for substantial government involvement, in the form of fiscal regimes and other methods, to improve the attractiveness and reduce the risk that companies take in making these investments.

**The Chairman:** How do you square that point of view with the views of the industry, which were so forcefully put to this committee just a year ago, that, "If the government would get the hell out of our board rooms, we would do fine," and "We will take the downside with the upside."

**Mr. Twiss:** I don't think it is inconsistent with what we have said. Activity levels in Western Canada last year were at record levels, and exploration and other programs went on in the frontier as well. We are simply saying that when oil is priced at \$15 per barrel U.S., instead of roughly twice that, as it was three months ago, many of the long-term development projects look less attractive. It has always been implicit in the development of those projects that there would be some degree of government involvement through fiscal regimes. In today's environment, it will take more to make these projects go than it would if oil were at higher prices.

**The Chairman:** You have mentioned, as one suggestion, that the government could help in the fiscal arrangements. Do you have any other suggestions? What will be needed with respect to substantial government involvement?

**Mr. Twiss:** It will depend upon the circumstances of the individual project. It is conceivable that in some cases other means could be used, such as loan guarantees, price guarantees or something of that nature. In some jurisdictions it would be very difficult to come up with fiscal approaches that would be attractive to the governments involved. I anticipate that we will see a range of devices, from tax treatment to guarantees on the capital side, to reduce the risk.

**[Traduction]**

les prix se maintiennent, les entreprises comme la nôtre enregistreront de fortes baisses de leurs rentrées. En réalité, nous avons réduit de 40p. 100 notre budget d'investissement pour l'année à venir. Si l'on suppose que les prix se maintiendront, on ne peut pas prévoir de rentrées. Or, sans rentrées et avec l'augmentation des prix qui est à prévoir en raison du coût élevé de ces réserves, ces projets seront d'une mise en valeur coûteuse et ne seront pas exploités tant qu'ils ne deviendront pas une priorité.

**M. W. R. Twiss, vice-président, Planification, Petro-Canada Inc.:** J'aimerais insister sur quelques aspects dont a parlé M. Mayo. D'abord, notre marge d'autofinancement a beaucoup diminué. Nous prévoyons que cette année, elle n'atteindra pas la moitié de ce qu'elle était l'an dernier. En outre, un grand nombre des projets que nous envisageons dans les régions pionnières et dans les régions de sables pétrolifères se révèlent être des sources d'approvisionnement très coûteuses. À une époque où les prix du pétrole brut fléchissent, ces réserves paraissent moins attrayantes. Nous espérons néanmoins qu'on donnera suite à ces projets et qu'on en entreprendra la mise en valeur quand ils paraîtront rentables. Nous croyons aussi que pour procéder à des mises en valeur au cours des années qui viennent, il faudra une intervention massive de l'État, sous forme de mesures fiscales et autres, pour rendre ces projets plus attrayants et réduire les risques que les sociétés prennent en consentant de tels investissements.

**Le président:** Comment conciliez-vous ce point de vue avec ceux de représentants de l'industrie qui nous ont été présentés de façon si véhémentement il y a tout juste un an, à savoir que si le gouvernement cessait de se mêler de ce qui ne le regarde pas, on se tirerait fort bien d'affaire.

**M. Twiss:** Cela n'est pas incompatible avec notre position. L'année dernière, dans l'Ouest, l'activité atteignait des niveaux records: la prospection, ainsi que d'autres programmes se sont poursuivis, même dans les régions pionnières. Nous disons simplement que quand le pétrole atteint 15 \$ le baril aux États-Unis, au lieu du double de ce prix, comme c'était le cas il y a trois mois, un grand nombre des projets de mise en valeur à long terme semblent moins attrayants. Il a toujours été entendu implicitement au cours de l'élaboration de ces projets que le gouvernement y participerait d'une certaine façon par des mesures fiscales. Dans la conjoncture actuelle, il faudra davantage pour lancer ces projets qu'il n'en faudrait si le pétrole se vendait à un prix plus élevé.

**Le président:** Vous avez suggéré que le gouvernement contribue par l'adoption de mesures fiscales. Avez-vous d'autres suggestions à faire? Quelle forme devrait prendre l'intervention massive de l'État?

**M. Twiss:** Tout dépend des circonstances propres à un projet donné. Dans certains cas, on pourrait songer à d'autres moyens, comme des garanties de prêts, des garanties de prix ou quelque chose du genre. Dans certaines juridictions, il serait très difficile de proposer des mesures fiscales que les autorités concernées pourraient trouver acceptables. Je suppose que l'on proposera toute une série de moyens, depuis les dégrèvements fiscaux jusqu'à la garantie des capitaux pour réduire les risques.



[Text]

**Mr. Mayo:** We are not saying that these steps have to be taken. All we are saying is that development will probably not happen with oil prices and cashflows down as they are. These sources of supply may not be brought to production for some time. In other words, cashflows are down, and these projects will not be developed commercially. Some projects that are running today are having a tough time staying up.

**Senator Hays:** Can you explain to me the meaning of the posted price in Canada and in the United States?

**Mr. Mayo:** There has been a lot of discussion about the relative prices in Canada and the United States. We have all heard about the lower prices in the United States.

**Senator Hays:** I am talking about the posted price that is received by the producer of oil.

**Mr. J. F. Bechtold, Senior Director, Supply Co-ordination, Petro-Canada Products Division, Petro-Canada Inc.:** It is certainly true that the major refiner buyers in Canada have been wrestling with the meaning and concepts behind the U.S. postings since the onset of deregulation in order to establish the proper level for Canadian postings. I would say that in the majority of cases it has taken quite some time to familiarize ourselves with what U.S. postings are and are not. U.S. postings are different in themselves. There are different players, different buyers in the U.S. system ranging from the major integrated U.S. companies such as Exxon, Sohio, Shell and Mobil, who are very well covered in terms of their production vis-à-vis their downstream requirements. Many of them have international relationships and perhaps concepts of involvement in worldwide pricing. At the other extreme in companies that post for crude, it is very different. I refer to companies like Conoco, Koch, Sun, Marathon, Citgo, who have perhaps only 20 to 30 per cent of their access to crude covered through owned production. Companies such as Permian represent operations for which there is no comparison in Canada. Permian is heavily involved in acquiring crude at the wellhead and reselling to refineries. They are probably caught in a unique position of having to balance out for their survival the postings they are prepared to pay to the producer and, in order not to take huge losses, the price at which they can afford to buy from the producer and still have an outlet for their crude. Therefore, there is a great diversity within the range of players in the U.S. in terms of posting, and it is really important, in trying to figure out a comparative base, to know which group or which players one might want to consider in weighing up the proportion of postings or the short-term/long-term component of it that the Canadian poster wishes to take into consideration.

**Senator Hays:** Does posted price mean the same thing? When I asked the question, you mentioned that quite a few of the U.S. refiners have a lot of their own crude production, as do Canadian refiners, including you. Do you think they would pay a different price for their own product than the posted price? I suppose I should ask you first, do you have any experi-

[Traduction]

**M. Mayo:** Nous ne disons pas que se sont là les mesures à prendre. Nous disons simplement qu'il n'y aura sans doute pas de mise en valeur du pétrole si son prix et la marge d'autofinancement demeurent aussi faibles qu'ils le sont. Ces sources d'approvisionnement pourraient demeurer inexploitées un certain temps. Autrement dit, vu la faiblesse de la marge d'autofinancement, ces projets ne seront pas exploités commercialement. Certains sont actuellement en cours de réalisation mais il sera très difficile de les mener à bien.

**Le sénateur Hays:** Pouvez-vous m'expliquer l'affichage des prix au Canada et aux États-Unis?

**M. Mayo:** On a déjà beaucoup parlé de la relativité des prix au Canada et aux États-Unis. Nous avons tous entendu dire que les prix sont moindres aux États-Unis.

**Le sénateur Hays:** Je parle du prix affiché que touche le producteur de pétrole.

**M. J. F. Bechtold, directeur principal, Coordination de l'approvisionnement, produits Petro-Canada, Petro-Canada Inc.:** Il est bien vrai que depuis le tout début de la déréglementation les grands acheteurs raffineurs établis au Canada ont tenté de percer la signification des prix affichés aux États-Unis afin de fixer le niveau des prix qu'il conviendrait d'afficher au Canada. Je dirais que dans la majorité des cas il nous a fallu pas mal de temps pour comprendre ce que signifient et ce que ne signifient pas les prix affichés aux États-Unis. Les prix qui y sont affichés diffèrent en soi. Le système américain comporte différents joueurs, différents acheteurs, notamment les grandes sociétés américaines intégrées comme Exxon, Sohio, Shell et Mobil, qui sont très bien protégées compte tenu de leur production et de leurs besoins en aval. Un grand nombre d'entre elles ont des relations internationales et participent d'une certaine façon à la fixation des prix mondiaux. A l'autre extrême, chez les sociétés affichant un prix pour le brut, la situation est très différente. Je pense à des sociétés comme Conoco, Koch, Sun, Marathon, Sitgo, dont l'approvisionnement en brut n'est protégé qu'à 20 ou 30p. 100 par leur propre production. Des sociétés comme Permian ont des activités qui n'ont pas leur pareil au Canada. Cette société s'occupe activement d'acheter du brut à la tête de puits et de le revendre aux raffineries. Dans leur propre intérêt, ses dirigeants se voient contraints d'équilibrer les prix affichés qu'ils sont disposés à payer au producteur et, afin de ne pas prendre de trop gros risques, le prix qu'ils peuvent se permettre de verser au producteur, tout en conservant un débouché pour leur brut. On constate donc une très grande diversité de joueurs aux États-Unis en ce qui concerne les prix affichés, et il est vraiment important, quand il cherche une base de comparaison, que l'afficheur canadien sache quel groupe ou quels joueurs il pourrait viser dans la pondération des affichages proportionnels ou de la composante à terme, à court ou à long terme.

**Le sénateur Hays:** Est-ce la même chose que le prix affiché? Quand j'ai posé la question, vous avez dit qu'un assez grand nombre de raffineurs américains assurent eux-mêmes une grande part de leur propre production de brut, comme le font des raffineurs canadiens, vous notamment. Croyez-vous qu'ils verseraient pour leur propre produit un prix autre que le prix affiché? Je devrais peut-être d'abord vous demander si vous

[Text]

ence as a U.S. vendor of crude oil? Does Petro-Canada have any experience in that direction?

**Mr. Bechtold:** We have no direct involvement, although we have, for the last 11 months, spent a considerable time investigating this matter and, in fact, we do export to companies—and to Canadian companies—that have the opportunity to buy through U.S. posting systems. By and large, a Canadian posting means the same thing as a U.S. posting. It basically is an offer to purchase, subject to one's demand limitations.

**Senator Hays:** To what extent does Petro-Canada purchase its own product? Do you buy all of it and refine it, or not?

**Mr. Bechtold:** We purchase a large measure of our own requirements from third parties. Our own production, after royalty, accounts for perhaps 70,000 barrels per day, of which 10,000 barrels is not suitable directly for our refiners, and that is exported or sold to third parties.

We require approximately 320 a day of which 20 is purchased off-shore and is foreign crude. Of the remaining 300, we use the 60, either directly or indirectly, through swaps that emanate from our own production group.

**Senator Hays:** Within the corporation, the posted price goes to the upstream from the downstream?

**Mr. Bechtold:** That is correct.

**Senator Hays:** To what extent do you use the supplementary sales system? What percentage of your product comes through that, and is it priced dramatically lower than the product you purchase at the posted price?

**Mr. Bechtold:** We have occasionally used the supplementary market as a vehicle to reduce our shut-in levels. Most frequently, the prices derived on those sales, which are small—

**Senator Hays:** Are you talking about your experience as a vendor or a purchaser?

**Mr. Bechtold:** As a vendor. As a Canadian refiner, we are prohibited from using the supplementary market. That market is really established for export markets, or specifically those markets which cannot ostensibly be reached easily through the base-load market transmission system.

**Senator Hays:** I suppose you learn something all the time. I did not know that. You are saying that Canadian refiners cannot access supplementary sales for their own requirement?

**Mr. Bechtold:** Senator, perhaps I should retrace my steps a little. There have been occasions when, in order to reduce shut-in, certain companies that would not normally be supplied in the economic logistic area have approached the supplemental market for volumes. Those may be to Halifax or to Vancouver, and in the case of Vancouver it really is to overcome the hurdle of the N.S. crude competition for export of product, rather than for their domestic usage.

However, by and large, the supplemental market was used to try and overcome the hurdles on the Transmountain system

[Traduction]

avez vous-même une expérience de vendeur américain de pétrole brut? Petro-Canada connaît-il ce domaine?

**M. Bechtold:** Nous n'avons pas d'expérience de première main, même si nous avons, au cours des onze derniers mois, consacré pas mal de temps à l'étude de cette question. En réalité, nous exportons à des sociétés, et vendons à des sociétés canadiennes, qui peuvent acheter au moyen des systèmes d'affichage américains. En gros, un prix affiché canadien équivaut à un prix affiché américain. C'est essentiellement une offre d'achat, sous réserve des conditions de l'acheteur.

**Le sénateur Hays:** Dans quelle mesure Petro-Canada achète-t-il ses propres produits? En achetez-vous la totalité et la raffinez-vous?

**M. Bechtold:** Nous achetons une grande part de nos approvisionnements de tiers. Notre propre production, après le paiement de redevances, représente environ 70 000 barils par jour, dont 10 000 barils ne peuvent être acheminés directement à nos raffineurs et sont exportés ou vendus à des tiers.

Il nous faut environ 320 000 barils par jour, dont 20 000 de brut acheté à l'étranger. Des 300 000 qui restent, 60 000 sont utilisés soit directement soit indirectement au moyen d'échanges au sein de notre propre groupe de production.

**Le sénateur Hays:** Au sein de la société, le prix affiché va d'aval en amont?

**M. Bechtold:** C'est juste.

**Le sénateur Hays:** Dans quelle mesure recourez-vous au système des ventes supplémentaires? Quel pourcentage de votre production en provient, et son prix est-il nettement inférieur à celui des produits que vous achetez au prix affiché?

**M. Bechtold:** Nous avons occasionnellement recouru au marché supplémentaire pour réduire nos excédents. Le plus souvent, les prix que nous obtenons pour ces ventes, qui sont minimes...

**Le sénateur Hays:** Vous parlez de votre expérience de vendeur ou d'acheteur?

**M. Bechtold:** De vendeur. En tant que raffineur canadien, le marché supplémentaire nous est interdit. Ce marché est réservé aux marchés d'exportation, ou, particulièrement, aux marchés qu'on ne peut manifestement pas rejoindre facilement par le système.

**Le sénateur Hays:** On apprend toujours quelque chose. Je l'ignorais. Vous dites que les raffineurs canadiens ne peuvent avoir accès au marché supplémentaire pour satisfaire leurs propres besoins?

**M. Bechtold:** Sénateur, peut-être devrais-je revenir sur ce que j'ai dit. Il est arrivé à l'occasion que, pour réduire les fermetures, certaines sociétés qui ne se seraient normalement pas approvisionnées dans le secteur logistique économique s'adressent au marché supplémentaire. De tels cas ont pu se produire tant à Halifax qu'à Vancouver. Dans le cas de Vancouver, il s'agit réellement de surmonter les obstacles résultant de la concurrence du brut de Nouvelle-Écosse en vue de l'exportation du produit plutôt qu'en vue d'un usage national.

Toutefois, en général, le marché supplémentaire a servi à surmonter les obstacles du système Transmountain des mar-



[Text]

to the export markets in the northwest part of the U.S., and to gain extra markets in the northern tier and the Chicago area where the U.S. refiners were not prepared to buy at posting levels. By and large, our prices derived from the supplemental market have been below those that we were setting our postings on.

**Senator Hays:** Yes. We heard that from a group that appeared before us, a small explorers group, who complained of that and suggested that there might be some use of the system in order to buy more product through supplemental sales than through nominated amounts that would go in for prorationing. I would appreciate a comment on whether you think there is any validity to that.

**Senator Balfour:** Excuse me, Senator Hays, but Mr. Bechtold did not answer your basic question which was, if I understood it: Are Canadian refiners prohibited from dealing on the supplementary market?

**Mr. Bechtold:** I understand, senator, that recent AERCB rules and regulations have tightened up the system to where there can be no confusion between baseload nominations and the supplemental sales opportunities. In other words, a refiner who puts in his nominations for Canadian demand cannot decrease that demand to a lower level in order to take advantage of later supplemental sales opportunities.

**Senator Hays:** I take it that your answer is that you can buy, but there is some pressure on you from the regulator not to.

**Mr. Bechtold:** It is a restriction to try and maintain the baseload markets as baseload markets, and not to confuse them with supplemental markets. There are Canadian refiners in locations who, at a price, could buy supplemental barrels—for example, a Halifax refiner or a Quebec City refiner, who used to access Canadian crude through the subsidy programs offered by the government during the regulatory period. Once deregulation started, the economic viability of those ceased to exist. However, at a certain discount from regular balanced international price in Canadian crude, anything is possible. Therefore, at a certain discount, those markets can be re-entered through the supplemental system, and it is really to move extra barrels beyond the baseload economic orbit.

**Senator Hays:** Very well. Is there anything to the complaint that the system is being used to muzzle the producer, and particularly the small Canadian producer, in an unfair way?

**Mr. Bechtold:** I do not believe that that is true. Certainly, the largest sellers and traders involved in the supplemental market are not Canadian refiners; they are independent companies with no refineries who have offered to purchase crude and resell into U.S. markets and offshore markets. They are the largest sellers of supplementary oil.

**Senator Hays:** I think I will pass, Mr. Chairman. If there is more time later on, I may come back to this.

[Traduction]

chés d'exportation du nord-ouest des États-Unis, et pour obtenir des débouchés supplémentaires dans la partie septentrionale et la région de Chicago, où les raffineurs américains n'étaient pas disposés à verser les prix affichés. En somme, les prix que nous avons obtenus du marché supplémentaire étaient inférieurs à ceux que nous affichions.

**Le sénateur Hays:** Oui. Nous avons entendu un groupe de témoins, un petit groupe de prospecteurs, se plaindre de cela et laisser entendre qu'on pourrait peut-être utiliser le système pour acheter davantage sur le marché supplémentaire, plutôt que de se servir du système de réservation par proration. J'aimerais que vous nous disiez si cette opinion est fondée.

**Le sénateur Balfour:** Excusez-moi, sénateur Hays, mais M. Bechtold n'a pas répondu à votre principale question qui était, si je comprends bien: interdit-on aux raffineurs canadiens de transiger sur le marché supplémentaire?

**M. Bechtold:** Il me semble, sénateur, que la réglementation de l'ECRB a rationalisé le système à tel point qu'il ne peut plus y avoir de confusion entre les réservations de base et les occasions de ventes sur le marché supplémentaire. Autrement dit, un raffineur qui réserve des volumes de brut canadien ne peut plus revenir sur sa décision et réduire les volumes qu'il a réservés pour profiter plus tard d'occasions de ventes plus avantageuses sur le marché supplémentaire.

**Le sénateur Hays:** J'en conclus donc que vous pouvez acheter, mais que l'organisme de réglementation vous incite à ne pas le faire.

**M. Bechtold:** C'est une restriction qui vise à conserver les marchés de base en tant que tels, à ne pas les confondre avec les marchés supplémentaires. À certains endroits, des raffineurs canadiens ont pu, à un certain prix, acheter des barils supplémentaires: par exemple, le cas de raffineurs de Halifax ou de Québec qui avaient l'habitude d'acheter du brut canadien grâce aux programmes de subventions gouvernementaux au cours de la période de réglementation. À la suite de la déréglementation, ces entreprises de raffinage ont perdu toute viabilité économique. Toutefois, si l'on obtient une certaine réduction du prix international pondéré régulier du brut canadien, tout est possible. On peut réintégrer ces marchés par le système supplémentaire, et cela revient en somme à déplacer des barils hors de l'orbite économique de base.

**Le sénateur Hays:** Très bien. Y a-t-il vraiment lieu de se plaindre du fait qu'on utilise le système pour museler le producteur, et plus particulièrement le petit producteur canadien, d'une façon injuste?

**M. Bechtold:** Je ne le crois pas. Il est bien certain que les gros vendeurs et les gros négociants qui font affaire sur le marché supplémentaire ne sont pas des raffineurs canadiens; ce sont des sociétés indépendantes et sans raffineries, qui ont offert d'acheter du brut et qui le revendent sur les marchés américains et étrangers. Ce sont les plus gros vendeurs de pétrole du marché supplémentaire.

**Le sénateur Hays:** Je cède la parole à quelqu'un d'autre, monsieur le président. S'il reste du temps, j'y reviendrai.



[Text]

**Senator Lefebvre:** Mr. Mayo, in this committee, we have had various groups, as you are probably aware, come before us, and the theme that we have heard from the independents and from the consumers goes something like this, and I will paraphrase a little: The small producing company in Canada without its own refinery is getting \$3 to \$6 less a barrel from you people and the other majors than is his U.S. counterpart. At the same time, the Canadian consumer, pulling up at the gas pump, is paying more.

I know you have given some details here on how the different markets in the U.S. work as opposed to the markets here in Canada, and the taxes. However, taking all of that into consideration, on page 11, you say:

In recent months, for example, refiners have taken substantial losses because competition, driven by consumer expectations, has driven retail prices down faster than the reduction in costs . . .

At the same time, if I remember correctly, the spokesperson for Shell at the recent annual meeting in Toronto who said that they were making more money than ever per litre of gas but they could not reduce it all to the consumer because they needed part of that money to make up to their shareholders for a couple of bad years that they had had. Does this mean that this company is much more efficient than Petro-Canada? They are making it right now; they are keeping a lot of it, but you are not even making it to keep it.

**Mr. Mayo:** You asked quite a few questions there, senator. Let me try and dissect them. I think the first question I would like to get out of the way is the one about the small producer. It is the paradox that I mentioned in my speech between the two issues. I think perhaps Mr. Bechtold could explain the facts about the small producer and the Canadian price so that the senators understand. This \$3 to \$4 per barrel thing we should get out of the way, after which I will answer another question with regard to the points you are making.

**Mr. Bechtold:** Senator, this question has come up fairly often. In fact, we have met with certain producers to answer this question.

Basically, the way we, in our company, internally look at criteria for posting and the fair market posting levels and how this \$4 to \$6 has arisen, is that, without having set policies, we have guidelines for criteria for postings. One guideline is that the postings should be market related without artificial subsidies or premiums to geographic areas or industry segments. They should be consistent with international price structure of crude oil and allow for maximum use of domestic crude in Canada and surplus exports to the United States.

With regard to gaining an understanding of what a fair level would be for postings, we basically use a guideline that, while flexibility has to be maintained to account for special situations, recognizing the frailty of formulas in today's volatile markets, we would recognize, as a fair market pricing, postings

[Traduction]

**Le sénateur Lefebvre:** Monsieur Mayo, vous savez sans doute que notre Comité a déjà accueilli divers groupes de témoins. Les exploitants indépendants et les consommateurs nous disent essentiellement que les petits producteurs canadiens qui n'ont pas leur propre raffinerie reçoivent de vous et des autres grandes sociétés de 3 à 6 \$ de moins le baril que les petits producteurs américains. Pendant ce temps, le consommateur canadien doit payer davantage.

Je sais que vous avez fourni certaines précisions sur le fonctionnement des différents marchés américains par comparaison avec ceux d'ici, et sur les taxes qui sont perçues. Toutefois, à la page 9, vous dites:

Ainsi, au cours des derniers mois, les raffineurs ont accusé des pertes substantielles parce que la concurrence, exacerbée par les attentes des consommateurs, a fait baisser les prix au détail plus rapidement que la réduction du coût du brut utilisé pour fabriquer les produits.

Si je me souviens bien, le porte-parole de Shell, au cours de la récente réunion annuelle qui a eu lieu à Toronto, a dit que cette société touchait plus d'argent que jamais au litre d'essence vendu, mais qu'elle ne pouvait réduire le prix à la consommation, parce qu'elle avait besoin d'une partie de cet argent pour indemniser ses actionnaires qui venaient de connaître quelques mauvaises années. Cela veut-il dire que cette société est beaucoup plus rentable que Petro-Canada? Ils se tirent d'affaire et font des profits, mais vous n'arrivez même pas à vous tirer d'affaire.

**M. Mayo:** Vous posez bien des questions, sénateur. Donnez-moi le temps de les décortiquer. J'aimerais d'abord répondre à celle qui a trait à la situation du petit producteur. Nous revenons au paradoxe dont j'ai parlé dans mon exposé au sujet des deux questions. M. Bechtold pourrait exposer la situation du petit producteur et expliquer aux sénateurs la fixation des prix au Canada. Il faut éclaircir cette question d'écart de 3 à 4 \$. Je répondrai ensuite à une autre question à propos de ce dont vous parlez.

**M. Bechtold:** Sénateur, cette question nous est très souvent posée et nous avons rencontré des producteurs pour tenter d'y répondre.

Essentiellement, sans avoir fixé de lignes directrices, notre société, pour examiner les critères d'affichage et les niveaux d'affichage d'un prix équivalent à la vraie valeur marchande et pour expliquer cet écart de 4 à 6 \$, s'est donné des directives qui concernent les normes d'affichage. Selon une de ces directives, les affichages doivent être en rapport avec le marché, sans qu'interviennent de subventions ni de primes artificielles aux zones géographiques ni aux secteurs industriels. Ces affichages doivent être conformes à la structure de prix internationale du brut et permettre une utilisation nationale maximale du brut canadien, ainsi que des exportations d'excédents aux États-Unis.

Pour ce qui est de comprendre en quoi consisterait une vraie valeur marchande en matière d'affichage, bien qu'il faille une certaine souplesse pour tenir compte de cas spéciaux, nous nous servons essentiellement d'une directive qui tient compte de la précarité des formules sur les marchés instables

[Text]

for the Canadian market at Edmonton, which would on average, over time, equate to market parity at Chicago with WTI postings of U.S. independent companies. Discounts from such market parity may be required to reflect special marketing situations for Canadian crude; such things as delivery, quality, prorationing, and the higher risks and carrying costs associated with domestic crude. It should be remembered that, throughout Canada's production history, market exports to the States have had discounts. They had discounts during the previous regulatory period; however, they had discounts prior to that in the previous deregulatory period.

**Senator Hays:** Are you referring to U.S. postings discounting to U.S. producers?

**Mr. Bechtold:** Canadian postings discounting.

**Senator Lefebvre:** Canadian postings discounted to whom?

**Mr. Bechtold:** Canadian postings were at levels that reflected discounts from the market parity calculations compared to U.S. postings. That has been prevalent since the early fifties.

**Senator Lefebvre:** In other words, it is not a recent phenomenon?

**Mr. Bechtold:** It is not a recent phenomenon.

**Senator Lefebvre:** Are you telling us that the small producer has always been under these conditions that are prevailing today?

**Mr. Bechtold:** The accusation of \$4 to \$6, first of all, is misleading, but certainly, there have been discounts. If you look at market parity at Chicago, a producer who is distant upstream from Edmonton may well have large logistic penalties than a producer in the U.S. sitting close to the gathering locations of Midland and Cushing. There are oddities that occur, even if you have market parity at a point, but when you net all of these back to the different producers, a producer in Rainbow Island cannot expect to be getting the same level as a producer within two miles of Midland.

**Senator Lefebvre:** I think that is why the people who put this on the record were using an average, and they used \$3 to \$6. So I think that takes care of the situation.

**Mr. Bechtold:** The kinds of discounts I am talking about here are orders of magnitude less than those accusations. We are probably talking here about 30 to 60 cents.

Dealing specifically with the issue of the \$4 to \$6, I would say—

**Senator Hays:** Mr. Chairman and Senator Lefebvre, I wonder if I could interrupt here because this is right on point and would be difficult to come back to. Is the fact that Canadian

[Traduction]

d'aujourd'hui. Nous reconnaitrions comme un prix équivalent à une vraie valeur marchande le prix affiché pour le marché canadien à Edmonton, qui, avec le temps, équivaldrait en moyenne à une parité commerciale avec Chicago, compte tenu des prix affichés de WTI des compagnies indépendantes américaines. Il peut falloir des réductions de ce prix paritaire pour tenir compte de la conjoncture particulière de la mise en marché du brut canadien, d'éléments comme les conditions de livraison, la qualité du produit, le système de proration, les risques supérieurs et les coûts d'acheminement du brut produit au Canada. Il faut se rappeler que dans toute l'histoire de la production canadienne, des réductions ont été consenties pour les exportations commerciales vers les États-Unis. Des réductions ont été consenties pendant la période de réglementation, mais d'autres l'avaient déjà été avant la réglementation.

**Le sénateur Hays:** Est-ce que vous parlez de réductions du prix affiché américain consenties aux producteurs américains?

**M. Bechtold:** De réductions des prix affichés canadiens.

**Le sénateur Lefebvre:** De réductions des prix affichés canadiens accordées à qui?

**M. Bechtold:** Les prix affichés canadiens se situaient à des niveaux qui tenaient compte de réductions des calculs du prix paritaire pratiqué sur le marché comparé aux prix affichés américains. C'est ainsi que cela se passe depuis le début des années cinquante.

**Le sénateur Lefebvre:** Ce n'est donc pas un phénomène récent?

**M. Bechtold:** Non.

**Le sénateur Lefebvre:** Êtes-vous en train de nous dire que le petit producteur a toujours connu les conditions d'aujourd'hui?

**M. Bechtold:** D'abord, cette accusation relative à un écart de 4 à 6 \$ est trompeuse, mais il y a effectivement eu des réductions. Si l'on tient compte de la parité commerciale à Chicago, un producteur qui se trouve en amont de Edmonton peut se trouver beaucoup plus pénalisé qu'un producteur qui se trouve aux États-Unis à proximité des stations de collecte que sont Midland et Cushing. Il existe toujours des cas particuliers, même si l'on obtient parfois la parité commerciale. Mais quand on compare la situation des différents producteurs, on se rend compte qu'un producteur de Rainbow's Island ne peut espérer être en aussi bonne situation qu'un producteur qui se trouve à deux milles de Midland.

**Le sénateur Lefebvre:** C'est pourquoi les témoins qui comparaissent s'en tiennent à une moyenne, à un écart se situant entre 3 et 6 \$. C'est là la raison.

**M. Bechtold:** Je parle ici de réductions qui correspondent à des écarts beaucoup moins importants que ceux dont on parle dans ces accusations. Il s'agit probablement d'écarts de 30 à 60 cents.

A propos précisément de cet écart de 4 à 6 \$, je dirais...

**Le sénateur Hays:** Monsieur le président et sénateur Lefebvre, je me permets de vous interrompre, parce que nous touchons précisément le fond de la question et qu'il serait difficile



## [Text]

refiners were paying U.S. posted, when the spot was higher than the posted, one of the oddities you referred to, or am I wrong on that? One of the things that have come to my attention is that when the posted price is lower than the spot the refiners will pay the posted and vice versa. In other words, they will take the lowest price, whatever it is, that being their interpretation of the market.

**Mr. Bechtold:** Senator, there are two oddities that have been ascribed in this situation. I think the best way of describing it is that when the Canadian majors, including ourselves, posted the first time on June 1, we came out about \$1 higher than the U.S. posting equivalent for independent U.S. postings. U.S. refiners backed off their Canadian take, and shut-in levels grew. On one of the three occasions when Petro-Canada has taken a lead in crude oil pricing, we reduced our posted prices in July and August—and this predates the supplementary market—in order to create an environment where the export volumes could take place without too much of a threshold to overcome against our postings.

Our postings, as an industry and as Petro-Canada, through the period through to November, followed the spot and postings fairly well and adequately. The situation in November and December, where the U.S. distillate fears caused the crude oil markets and the spot markets to increase, was viewed with a lot of scepticism by ourselves for two reasons: One, the North Sea and other international markets did not increase, thereby exposing Montreal to foreign crude, were we to have moved with those U.S. prices; two, the overall supply/demand balance in the world suggested that refiners around the world were running too much crude, and were we to move up our prices, our inventory risk would be enormous.

**Senator Hays:** Thank you, Senator Lefebvre.

**Senator Lefebvre:** Before my time runs out—would you have other witnesses at 4 p.m.—would you also now add in what I have said about the consumer. I am sure my colleagues will come back to the other questions as well.

**Mr. Mayo:** Would you rephrase the question for me with regard to the consumer?

**Senator Lefebvre:** The point that keeps coming up is that there seems to be two groups that are saying they are taking a hosing in the present situation. One is the consumer and the other one is the small producer. I should also say that we have been told that one of the reasons the consumer prices in Canada have not been reflected as quickly as in the U.S., in spite of all the other reasons, is that in the U.S. they use the LIFO system and in Canada we do not. In other words, in the U.S., within a week or two the American consumer had the benefit of lower prices at the pumps, but in Canada we use the opposite and it has taken that much longer.

**Mr. Mayo:** Let me try and answer a few of those questions. I will start with the consumer. The first point I would like to make is this: There is no direct relationship between the price

## [Traduction]

d'y revenir. Est-ce que le fait que les raffineurs canadiens aient payé le prix affiché américain à l'époque où le disponible dépassait le prix affiché est l'un de ces cas particuliers dont vous parliez, ou est-ce que je me trompe? C'est une explication qui m'est venue à l'esprit, à savoir que quand le prix affiché est inférieur au disponible, les raffineurs paient le prix affiché, et inversement. Autrement dit, ils paient le moindre prix, quel qu'il soit. C'est ce qu'ils appellent les forces du marché.

**M. Bechtold:** Sénateur, on a relevé deux aspects insolites dans cette situation. Premièrement, quand les grosses sociétés canadiennes, dont nous faisons partie, ont affiché un prix pour la première fois, le 1<sup>er</sup> juin, il dépassait de un dollar le prix affiché équivalent d'entreprises indépendantes américaines. Les raffineurs américains ont annulé leur réservation de brut canadien, et les niveaux de fermeture ont augmenté. Petro-Canada a prix les devants à trois reprises en matière de fixation du prix du brut. Une fois, c'était avant la création du marché supplémentaire, nous avons réduit nos prix affichés en juillet et en août, dans le but de maintenir les volumes d'exportation sans qu'un seuil trop rigide ne joue à l'encontre de nos prix affichés.

Jusqu'en novembre, nos prix affichés ont suivi le disponible de façon assez juste et appropriée. En novembre et en décembre, quand les craintes entretenues par les États-Unis ont fait monter les cours du brut et le disponible, nous avons observé la situation avec beaucoup de scepticisme, et ce pour deux raisons: d'abord, les cours du marché de la mer du Nord et des autres marchés internationaux n'augmentaient pas, ce qui mettait Montréal à la portée du brut étranger, si nous avions aligné nos prix sur ceux des États-Unis. Ensuite, l'équilibre global de l'offre et de la demande dans le monde entier donnait à penser que les raffineurs de tous les pays disposaient d'un trop grand volume de brut et que si nous augmentions nos prix, nous courrions d'énormes risques en ce qui concerne nos stocks.

**Le sénateur Hays:** Je vous remercie, sénateur Lefebvre.

**Le sénateur Lefebvre:** Avant que mon temps de parole ne soit écoulé et vu que nous avons d'autres témoins à entendre à 16 heures, auriez-vous l'obligeance de commenter ce que j'ai dit au sujet des consommateurs. Je suis sûr que mes collègues reviendront sur les autres questions.

**M. Mayo:** Voudriez-vous reformuler votre question à propos des consommateurs?

**Le sénateur Lefebvre:** On en revient sans cesse à dire que dans la situation actuelle deux groupes semblent écopier: les consommateurs et les petits producteurs. On nous a dit que si les prix à la consommation n'ont pas diminué aussi rapidement qu'aux États-Unis, en dépit de toutes les autres raisons, c'est que là-bas on utilise le système dernier entré, premier sorti, DEPS, et qu'il n'en est pas ainsi au Canada. Aux États-Unis, en une ou deux semaines, le consommateur a bénéficié de la chute des prix. Cependant, comme au Canada nous utilisons le système inverse, il faut beaucoup plus de temps pour que les réductions de prix se fassent sentir à la pompe.

**M. Mayo:** Permettez que je réponde à quelques-unes de ces questions. Commençons par la situation du consommateur. J'aimerais d'abord dire que sur une courte période, il n'y a pas



*[Text]*

of crude oil and the price at the pumps in a short period of time. Obviously, cost of product over a longer period of time does impact on the marketplace. But over a short period of time, it is the competitive forces in the marketplace that are at work.

The next point I would like to make is given that there is not any direct relationship between crude and product prices in the short term, let me give you an example of what has happened. If you were to look at Canadian posted prices when they started to move down in January, up until Friday, or today, you would find that they have come down somewhere around nine cents a litre. You can do the calculation and it is nine, or thereabouts—and that is ours. It could be different from other companies because they are not all the same and they did not all move at the same time, so the waiting is not the same, but, in our particular case, it runs about nine cents a litre. The pump prices are competitively determined, but let us assume that there is an alignment for the moment—the prices at the pumps have been reduced across this country a minimum of eight cents. That does not include the fact that there was a four tenths of a cent tax increase in there—we did not pass that on. The minimum is 8.4, to a maximum of over 11 cents a litre. So at this point in time, if it was just crude oil, and if they were directly related, the amount of money that we have passed on to this point in time equates crude oil to products. I would like to elaborate further.

If you look at how it came down, the prices moved down faster than the crude oil came down. The February 20th decrease, in our case, was more and as much as two weeks sooner than it should have been if you followed the FIFO inventory system, first in first out. So, unequivocally, the Canadian consumer relative to crude oil prices, if that was the only factor, it is in line.

Now you mentioned LIFO, FIFO, that is a tax consideration that this country has had for many, many years. Effectively what happens in the United States is that the day you get the barrel in at the new cost, you can pass it on and, effectively, it does not hurt your earnings. In our case we do not have that phenomena. We, effectively, have to manage our way down because what that inventory cost us is in our books at this high price. What happens is it flows through, and, as I say, you can look at ours in the industry and it all runs around 80 days. You can look at StatsCan number and—

**Senator Lefebvre:** If that is accepted—and I have no argument with you—does that mean that if there was a sudden price shock tomorrow morning a Canadian consumer could feel quite safe and say, "It will be at least 90 days before the price at the pump goes up?"

**Mr. Mayo:** That it went up?

**Senator Lefebvre:** Supposing we had another oil shock, tomorrow, similar to the one we had in 1973 and the price on the international market doubled overnight. A Canadian con-

*[Traduction]*

de rapport direct entre le prix du brut et le prix à la pompe. Il est bien certain que sur une longue période le coût du produit a une incidence sur le marché. Toutefois, sur une brève période, ce sont les forces du marché qui jouent.

Le deuxième point que j'aimerais faire ressortir c'est que, comme il n'existe aucun lien direct entre le prix du brut et le prix du produit à court terme, permettez-moi de vous dire ce qui s'est passé. Si vous jetiez un coup d'œil sur les prix canadiens affichés lorsqu'ils ont amorcé leur descente en janvier, et ce jusqu'à vendredi ou jusqu'à aujourd'hui, vous vous rendriez compte qu'ils ont baissé d'environ 9 cents le litre. Vous pouvez faire le calcul et vous obtiendrez à peu-près 9 cents. C'est la baisse que nous avons connue. Il se peut qu'elle soit différente de celle des autres sociétés étant donné que celles-ci sont toutes différentes et qu'elles n'ont pas toutes bougé en même temps. La période d'attente n'est pas la même, mais, en ce qui nous concerne, nous avons baissé notre prix d'environ neuf cents le litre. C'est le jeu de l'offre et de la demande qui fixe les prix à la pompe, mais supposons qu'il y ait maintenant un alignement—les prix à la pompe ont diminué d'au moins huit cents dans l'ensemble du Canada. Cela ne tient pas compte d'une hausse de taxe de quatre dixièmes de cent que nous n'avons pas transmise au consommateur. La baisse se situe entre 8,4 cents le litre et plus de 11 cents le litre. Ainsi, pour l'instant s'il ne s'agissait que du brut et que les prix étaient directement reliés, le montant que nous avons transmis au consommateur jusqu'à maintenant équivalait au prix du pétrole brut par rapport aux produits. J'aimerais encore préciser ce point.

Si nous analysons la baisse, nous nous rendons compte que les prix ont diminué plus rapidement que le brut. La baisse du 20 février, dans notre cas, était plus importante que ce que nous avions prévu et deux semaines en avance si nous avions suivi le système PEPS. Ainsi, il n'y a aucun doute que c'est ce qui se passe pour le consommateur canadien en ce qui concerne les prix du brut, si c'était que le seul facteur.

Vous avez parlé du PEPS et du DEPS, il s'agit d'un avantage fiscal qui existe dans ce pays depuis de nombreuses années. Ce qui se passe en réalité chez nos voisins du Sud, c'est que le jour où vous pouvez obtenir le baril au nouveau prix, vous pouvez le répercuter au détail et, effectivement, cela ne diminue pas vos bénéfices. Les choses ne se passent pas de la même façon ici. Il nous faut bien nous tirer d'affaire vu que nos stocks sont inscrits dans nos livres à ce prix élevé. Nous devons donc attendre environ 80 jours, c'est du moins ainsi pour nous, avant de modifier le prix à la pompe. Vous pouvez jeter un coup d'œil sur les chiffres de Statistique Canada et...

**Le sénateur Lefebvre:** Si cela est accepté—et je ne mets pas en doute ce que vous dites—cela signifie-t-il que s'il se produisait tout à coup un nouveau choc, le consommateur canadien pourrait se sentir en sécurité et se dire que le prix à la pompe n'augmentera pas avant au moins 90 jours?

**M. Mayo:** Une hausse?

**Le sénateur Lefebvre:** S'il y avait un nouveau choc pétrolier demain, un choc analogue à celui que nous avons connu en 1973, et que le prix doublait du jour au lendemain. Un consommateur canadien, si l'on tient compte de la situation cana-

*[Text]*

sumer, taking the situation in Canada, can say, "Well, it will be about 80 or 90 days before I feel that at the pumps."

**Mr. Mayo:** That is right, sir. In fact, if I go back in time, through the AIB, there was in fact a 60-day freeze at that time. In fact, at one point Ontario froze the price for 120 days; so it is not a new phenomena.

Now, you got us in the winter season. When you are looking at inventories, you are going to have a high point in inventory. We have all the fuel oil in the system and, in our particular case, we wanted to make sure that there were adequate supplies out there—as you never know what is going to happen in the winter—and we also had some product that was displaced which we were moving out of the system. It was a time when we normally do have high inventories. But generally, in Canada, our region-to-regions average anywhere between 70 days, and Mr. Beauregard's area in Quebec—because we take Canadian crude oil into there—averages over 100 days. So, what you say is, in fact, true. If it starts to go back up again, it will be the same way it was in the past.

You also have to remember what the competition do. It isn't just the price of crude oil that is going to dictate what is going on out there, there are many, many competitive forces.

I would like to answer your question about the United States prices because I personally was down there, and you were interested in what has happened. There is information around that is available—we looked at it today and we looked at it a month ago because the Ontario government had asked the same question of us.

The market in the United States is different than Canada. They have a lot more self-serves and a lot fewer full serves, but, if you went to buy a full service gallon in the United States, you would pay 60 cents a gallon more to have that put in your car. In Canada you pay between four- and five-tenths a cent per litre, more.

The first point is that they sell a lot less regular leaded gasoline than we do, and that is always the price point that you see on the pumps. So, when you weigh it all up and look at how the market evolved, you have a different mix of selling the barrel; second, there is a lot more density in the United States than there is in Canada, as we all know.

The Ontario government just did a study on northern and southern Ontario to see if the prices in the north were too high. Analogous to that is Canada and the United States—not that it is exactly right, but you could say that southern Ontario is like the U.S. and northern Ontario is more like Canada spread out.

The conclusion of that study was that a northern Ontarian was paying an appropriate price; given the distribution and the extra costs and the competitive forces, he was well served. You have the same phenomena in Canada. But, if I look at the absolute price of gasoline in the United States—and we have done that in some parts—there is not a huge difference. You have different product quality, but not the least of which if you take the gallon, take the taxes out, look at ours, and then

*[Traduction]*

dienne, peut-il, à juste titre se dire que les prix à la pompe n'augmenteront pas au moins avant 80 ou 90 jours?

**M. Mayo:** C'est tout à fait exact, monsieur. En fait, si je remonte en arrière, la Commission de lutte contre l'inflation avait prévu à l'époque un gel de 60 jours. En fait, à un certain moment l'Ontario a gelé le prix pendant 120 jours; ce n'est donc pas nouveau.

Maintenant, nous avons été surpris pendant la saison hivernale. Lorsque vous jetez un coup d'œil aux stocks, vous constatez qu'ils ont atteint un sommet à un certain moment. Tout le mazout était dans le système et, dans notre cas, nous voulions être sûrs que les approvisionnements seraient adéquats—vu que l'on ne sait jamais ce qui nous attend en hiver—et nous sortions également un produit du système. C'était à une époque où nos stocks sont habituellement élevés. Mais, en général, au Canada, notre moyenne d'une région à l'autre se situe à environ 70 jours. Pour la région de M. Beauregard au Québec—parce que nous transportons du pétrole brut jusque là—les moyennes dépassent les 100 jours. Ce que vous dites est donc vrai. Si le prix devait remonter, ce serait comme par le passé.

Vous devez également vous rappeler le rôle que joue la concurrence. Il n'y a pas que le prix du pétrole brut qui intervient, il existe quantité d'autres lois du marché.

J'aimerais répondre à votre question concernant les prix aux États-Unis parce que je m'y suis rendu personnellement. Vous vouliez savoir ce qui s'y était passé. Nous avons de la documentation à ce sujet—nous l'avons consultée aujourd'hui et nous l'avions consultée il y a un mois parce que le gouvernement ontarien nous a posé la même question.

Le marché américain est différent du marché canadien. On y retrouve beaucoup plus de stations libre-service que de stations-services mais, si vous deviez acheter un gallon d'essence dans une station-service aux États-Unis, il vous faudrait payer 60 cents le gallon. Au Canada vous payez entre 4 et 5 dixièmes de cents de plus le litre.

Premièrement, on y vend beaucoup moins d'essence ordinaire qu'ici et c'est toujours le prix de cette essence qui est indiqué sur les pompes. Ainsi toute proportion gardée et compte tenu de l'évolution du marché, vous avez différentes façons de vendre un baril. Deuxièmement, la densité démographique est beaucoup plus élevée aux États-Unis qu'au Canada, comme nous le savons tous.

Le gouvernement ontarien vient tout juste de procéder à une étude du Nord et du Sud de l'Ontario afin de déterminer si les prix sont trop élevés dans le Nord. On peut faire une analogie entre le Canada et les États-Unis—même si elle n'est pas tout à fait exacte. On pourrait dire, par exemple, que le Sud de l'Ontario est comme les États-Unis et que le Nord de l'Ontario ressemble plus au reste du Canada.

Les auteurs de l'étude en sont venus à la conclusion que les résidents du nord de l'Ontario payaient un juste prix et que compte tenu des frais de distribution, des coûts supplémentaires et des forces concurrentielles, ils étaient bien servis. Le même phénomène se produit au Canada. Mais, si vous prenez le prix absolu de l'essence aux États-Unis—et nous l'avons fait pour certaines régions—l'écart n'est pas très grand. Il y a toutefois des différences dans la qualité du produit. Prenez le prix

**[Text]**

equate, we look today overall on an average of 20 or 30 cities in the United States at the middle of April versus Toronto and there is not more than two or three cents a litre, believe it or not. I know I have heard stories—I was in Florida—and I saw 69 cents for gasoline, but you have the fact of the taxes and you have to look at a lot of other things. So, it is a function of the market.

**Senator Lefebvre:** If you are saying two or three cents after you remove the difference in the taxes and—

**Mr. Mayo:** And taking into consideration you have some differences in infrastructure and what have you.

The other thing that we have noticed is that the price of gasoline in the United States fell faster. They went into deregulation sooner than we did—we just entered it less than a year ago—and our delta adjustment from earlier this year to now equates to what they have gone down. So, I think, given the system working itself, and given that we are deregulated and product can enter Canada or flow out of Canada, you are going to see some levelling. Now, it will never be the same when you try to compare the gallon, the dollar, and the tax.

**The Chairman:** Did Canada not lead the prices downward, the first two-cent cut? Were you not the first one to reduce the price two cents a litre?

**Mr. Mayo:** Well, we were not the first one, no. Initially what happened was that there was a move made by one of the major competitors in the marketplace, and we responded. The response that we made was more than what that competitor did.

**The Chairman:** Who was the competitor?

**Mr. Mayo:** The competitor was Imperial Oil, as I recall.

**The Chairman:** They were the first to—

**Mr. Mayo:** There was a price movement in some parts of the country.

Now, in our case, we want to remain competitive, and you do not know what your competitors are up to, even though some people assume that we all do, but we do not. We want to respond appropriately and as a competitive company. So, we did respond with a decrease more than they had offered, and in more locations than they had offered. The second time I think we were both about the same time. The last decrease that came to place—as a matter of fact we led that one.

**The Chairman:** To go back to the first decrease, what impact did the minister's letter to the refiners have on the price reduction?

**Mr. Mayo:** The minister's letter directed our attention to ensure that we were responding appropriately to consumers. I guess we all looked at our books—and I know we did—to see where we were. But again, that would not make us reduce the prices, but it would certainly focus our attention on the issue that all Canadians were facing. I must say we did not need the

**[Traduction]**

d'un gallon, soustrayez-en les taxes. Comparez ensuite le prix aux nôtres et vous vous rendez compte, sur une moyenne de 20 ou 30 villes aux États-Unis au milieu d'avril par rapport à Toronto, que l'écart est tout au plus de deux ou trois cents le litre. Croyez-le ou non. J'ai moi aussi entendu des histoires du genre: je me suis rendu en Floride et j'ai payé 69 cents le gallon. Il ne faut toutefois pas oublier les taxes et beaucoup d'autres facteurs. Tout dépend du marché.

**Le sénateur Lefebvre:** Si vous dites deux ou trois cents après avoir soustrait les taxes et . . .

**M. Mayo:** Et en tenant compte des différences qui existent au niveau de l'infrastructure, etc.

L'autre chose que nous avons remarquée, c'est que le prix de l'essence aux États-Unis a baissé plus rapidement. Ils ont déréglémenté leurs prix avant nous—nous venons tout juste de nous y mettre il y a moins d'un an—et le rajustement que nous avons effectué au début de l'année jusqu'à maintenant correspond à la baisse qu'ils ont enregistrée. Le nivellement selon moi n'aura donc lieu que si le système fait ses preuves, que si nous déréglémentons le marché et que le produit peut entrer et sortir du Canada. Les choses ne seront désormais plus les mêmes, lorsque nous essaierons de comparer le gallon, le dollar et la taxe.

**Le président:** Le Canada n'a-t-il pas été le premier à baisser les prix. Je veux parler de la première baisse de deux cents? N'avez-vous pas été les premiers à réduire nos prix de 2 cents le litre?

**M. Mayo:** Non, nous n'avons pas été les premiers. Ce qui s'est tout d'abord produit, c'est que l'un de nos principaux concurrents a pris l'initiative et que nous lui avons emboîté le pas. Nous avons baissé davantage le prix.

**Le président:** Qui était ce concurrent?

**M. Mayo:** Si je me souviens bien, il s'agissait d'Imperial Oil.

**Le président:** Cette société a été la première à—

**M. Mayo:** Les prix ont changé dans certaines régions du pays.

Pour ce qui est de nous, nous voulons continuer à soutenir la concurrence et nous ignorons l'objectif de nos concurrents même si certains croient que nous le connaissons. Nous voulons réagir adéquatement et ce, à titre de société concurrente. Nous avons donc réagi en réduisant davantage notre prix et dans un plus grand nombre d'endroits qu'eux. La deuxième fois, je crois que nous avons accordé à peu près la même réduction. Pour ce qui est de la dernière baisse, je crois que c'est nous qui en avons été l'instigateur.

**Le président:** Pour revenir à la première baisse, quelle incidence la lettre du Ministre à l'intention des raffineurs a-t-elle eue sur la baisse des prix?

**M. Mayo:** Le Ministre nous demandait de répondre adéquatement aux besoins des consommateurs. Je suppose que nous avons tous jeté un coup d'œil dans nos livres—je sais que nous l'avons fait—afin de voir où nous en étions. Mais, une fois de plus, cette lettre ne nous a pas incité à diminuer nos prix, mais a attiré à coup sûr notre attention sur le problème avec lequel



**[Text]**

letter from the minister; there is an awful hew and cry about our prices and we get many, many people asking about one particular spot versus another and why the price is different,—but you are going to find that in any product. In any area, you will find some difference. Certainly, we are responding to what the Canadian public expects of us. At the same time we are being commercial, and we are looking at the bottom line.

**The Chairman:** Would you respond similarly to a letter from me?

**Mr. Mayo:** Well, we might.

**Senator Lucier:** Mr. Mayo, you just said that you received a lot of complaints because people were asking why the price was different in certain areas. What I would like to know is, why isn't it more different than it is between companies and between areas?

I would like to start out by saying that I am a supporter of Petro-Canada, and I always have been, but I think that what this new pricing arrangement has done is made a lot of Canadians aware of Petro-Canada and has given us the feeling that what we really have here is another, either Imperial Oil, or Texaco, or something else. When prices were to come down, we were looking to Petro-Canada to lead the way, and they did not; in fact, they waited for Imperial Oil. Imperial Oil dropped two cents, and the next day you dropped two cents. If there is no price fixing, I find it hard to understand that every service station in Ottawa sells its gasoline for exactly the same price, regardless of who the major is. They sell it for the same price, and if they try to sell it for less there seems to be a problem. Is that reality, or have I been misled in that?

**Mr. Mayo:** Let me try to answer your questions. First, you commented about Petro-Canada and price leadership. I think that price leadership is a question of company strategy and how it positions itself vis-à-vis its major competition; and we look at that continuously. In fact, we did go down more and faster than Esso. I do not want to get into competition between all of the companies, but you do watch to see what is going on. I know that in the case of Ottawa we probably were the first here, probably both times, to bring the price down.

Let me say why they are the same. If you and I are in competition, and I have a Gulf station and you have an Esso station, and I lower my price one cent, I am sure that in a day or two you will start screaming at your supplier that your customers are starting to leave you. We have done all kinds of research to determine the sensitivity of this product. That is why it is of such high public visibility. Customers will start to leave you. So the first thing you want to do is get your price down to the same as mine. If I decide to raise my price, I may find that I am starting to lose accounts. It is up to me where I price. Given that it is a high profile commodity—you can see it at every service station—people are very price conscious, and

**[Traduction]**

tous les Canadiens étaient aux prises. Je dois dire que nous n'avions pas besoin de cette lettre du Ministre; quantité de gens nous écrivent pour protester contre nos prix, nous posent des questions sur divers endroits et nous demandent pourquoi le prix n'est pas le même d'un endroit à l'autre. La même chose se produit toutefois pour n'importe quel produit. Dans n'importe quelle région, vous constaterez une différence. Nous répondons certainement aux attentes de la population canadienne, mais nous restons une société commerciale et nous allons au fond des choses.

**Le président:** Réagiriez-vous de la même façon à une lettre que je vous ferais parvenir?

**M. Mayo:** C'est possible.

**Le sénateur Lucier:** Monsieur Mayo, vous venez tout juste de dire que vous avez reçu énormément de plaintes de gens vous demandant les raisons de ces différences de prix dans certaines régions. J'aimerais savoir pourquoi les prix ne sont pas plus différents entre sociétés et entre régions?

J'aimerais commencer par dire que je suis un partisan de longue date de Petro-Canada; je crois toutefois que cette nouvelle entente concernant l'établissement des prix a permis de mieux faire connaître Petro-Canada et nous donne l'impression que nous avons vraiment entre les mains une autre société comme Imperial Oil ou Texaco. Lorsque les prix devaient diminuer, nous nous sommes tournés vers Petro-Canada pour qu'elle donne l'exemple et elle ne l'a pas fait. Elle a attendu l'intervention d'Imperial Oil. Cette société a baissé ses prix de deux cents et le jour suivant vous lui emboîtiez le pas. S'il n'y a pas de mécanisme de fixation des prix, j'arrive très mal à comprendre que chaque station-service d'Ottawa vende son essence exactement au même prix, peu importe qui est la société propriétaire. Elles vendent leur essence au même prix et si elles essaient de la vendre moins cher, un problème semble se poser. Est-ce vrai ou est-ce que l'on m'a induit en erreur?

**M. Mayo:** Permettez-moi d'essayer de répondre à vos questions. Premièrement, vous avez parlé de Petro-Canada et de son manque d'initiative en matière de fixation des prix. Je crois qu'il s'agit d'une question de stratégie de la part d'une société et de la position qu'elle occupe par rapport à ses principales concurrentes; nous suivons la situation de très près. En fait, nous avons baissé nos prix davantage et plus rapidement qu'Esso. Nous ne voulons pas entrer en concurrence avec toutes les sociétés, mais nous devons surveiller le marché. Je sais qu'à Ottawa nous avons probablement été les premiers, dans les deux cas probablement, à baisser nos prix.

Permettez-moi maintenant de vous expliquer pourquoi les prix sont au même niveau. Si vous et moi étions des concurrents, que j'avais une station-service Gulf et que vous aviez une station-service Esso, et que je baissais mon prix d'un cent, je suis sûr qu'un ou deux jours après vous vous plaindriez à votre fournisseur que vos clients commencent à vous abandonner. Nous avons procédé à toutes sortes de recherches pour tenter de déterminer la «sensibilité» de ce produit. C'est-à-dire pourquoi il a une telle «visibilité». Vos clients commencent à vous abandonner. La première chose que vous souhaitez, c'est de réduire votre prix au niveau du mien. Si, par contre, je décide d'augmenter mon prix, il se peut que je commence à perdre des

**[Text]**

they will move. What happens is that prices start to become the same, because if they are not close, people will not buy from you. We have seen that happen. That's another point that I would like to make. If you look around Ottawa, you will find that an awful lot of prices are the same with the major oil companies. That anomaly is no different from certain markets in Toronto. A market could be Ottawa—it won't be Toronto. It might be north Toronto, and you will see that the prices of the majors are the same. Then, all of a sudden, they will go down, and then they might move up again, depending on the company's strategy and the competitive forces. But in a given market they will move.

Let me throw this at you: If we were to reduce our prices tomorrow by five cents—and we would be losing a lot of money, and that would not be acceptable—if we could do that, the next day everyone else would be with us; and if not the next day, then the day after that—because they will be starting to lose their business to us. So effectively the price will go down. It will all be the same and we will all be losing more money. What I am trying to tell you is that when you are selling a product like this, it is very difficult, over a long period of time, to have any differentiation between the major companies, because customers will move from one to the other.

**Senator Lucier:** You have managers managing your service stations, and if you have one manager who is more efficient than the others, and can sell it for one cent per litre less than the Petro-Canada station down the street, is he allowed to do that?

**Mr. Mayo:** You mean someone who runs one of our service stations?

**Senator Lucier:** Yes.

**Mr. Mayo:** If an individual running one of our service stations is employed by us and is selling our product, then we want our product to be competitive. If we decided, as a company, as a competitive strategy, that we wanted to lower our price, because we could and there was an advantage to us—somewhere out of this whole exercise there has to be some earnings and cash for the future—we could do that. The manager would not be making that decision himself. If he was in our employ and it was our product in his tanks, it would be up to us to set the price, because it is our product and we want to maintain a competitive position.

**Senator Lucier:** Do you have independents who operate your service stations?

**Mr. Mayo:** Yes.

**Senator Lucier:** Do they set their own price?

**Mr. Mayo:** If they bought the product from us and they own the product in the tanks, they can set the price.

**Senator Lucier:** Anywhere they want?

**Mr. Mayo:** That's right.

**[Traduction]**

clients. C'est moi qui fixe le prix. Comme il s'agit d'un produit de première importance—vous le trouvez à chaque station-service—les gens sont très sensibles à son prix et iront faire le plein ailleurs si celui-ci ne leur convient pas. Ce qui arrive alors, c'est que vous fixiez vos prix au même niveau que les autres pour ne pas perdre votre clientèle. Nous connaissons ce phénomène. C'est un autre point que j'aimerais faire ressortir. Si vous jetez un coup d'œil dans la région, vous vous rendrez compte que les grosses sociétés pétrolières vendent toutes leur essence au même prix. Les choses ne sont pas très différentes de certains marchés à Toronto. Ottawa ne se compare pas à Toronto. Dans la région nord de Toronto par exemple les grosses pétrolières vendent l'essence au même prix. Et puis tout à coup les prix baissent et peuvent remonter de nouveau selon la stratégie adoptée par la société et les lois de la concurrence. Sur un marché donné toutefois, ils fluctuent toujours.

Permettez-moi de vous dire ceci: si nous diminuions nos prix de cinq cents demain, nous perdriions beaucoup d'argent et ce ne serait pas acceptable. Si nous pouvions le faire, les autres emboîtraient le pas le lendemain ou le surlendemain parce qu'ils commenceraient à perdre des clients. Donc, le prix baissera. Ce sera toujours la même chose et nous perdrons tous plus d'argent. Ce que j'essaie de vous dire, c'est que lorsque vous vendez un produit comme celui-ci, il est très difficile, sur une longue période, de faire une différence entre grosses sociétés étant donné que les clients passeront de l'une à l'autre.

**Le sénateur Lucier:** Un gérant très efficace de l'une de vos stations-service peut-il vendre son essence un cent le litre de moins—que l'autre gérant d'une station-service Petro-Canada située dans la même rue?

**M. Mayo:** Vous voulez dire quelqu'un qui administre l'une de nos stations-service?

**Le sénateur Lucier:** Oui.

**M. Mayo:** Si une personne qui administre l'une de nos stations-service est à notre emploi et vend notre produit, nous voulons que celui-ci reste concurrentiel. Si notre société décide par pure stratégie commerciale de baisser son prix parce qu'elle est en mesure de le faire et que cela lui rapportera—nous devons faire des bénéfices—elle pourrait le faire. Le gérant ne prendrait pas seul cette décision. S'il était à notre emploi et qu'il vendait notre produit, ce serait à nous d'en fixer le prix parce qu'il s'agit de notre produit et que nous voulons rester concurrentiels.

**Le sénateur Lucier:** Y a-t-il des indépendants qui exploitent vos stations-service?

**M. Mayo:** Oui.

**Le sénateur Lucier:** Fixent-ils leur propre prix?

**M. Mayo:** S'ils achètent notre produit et qu'il leur appartient dans les réservoirs, ils peuvent en fixer le prix.

**Le sénateur Lucier:** À n'importe quel niveau?

**M. Mayo:** C'est exact.



[Text]

**Senator Lucier:** There would be no repercussions from you if they decided to sell for—

**Mr. Mayo:** No.

**Senator Lefebvre:** Except those who are on consignment.

**Mr. Mayo:** In the case of consignments, we own the product. They have chosen to go on consignment because of the vagaries of the market, the market moving up and down. We have had some pretty neat price wars, and nine cents or 10 cents would break an independent businessman. So they have asked us to step in and protect them. Most of those clauses have 24 hours notice if they want us out. We then get out and they take the product back and sell it, and they are subject to the vagaries. Obviously, if the price gets nice and high, they want to give us notice—which is fine—but when it goes down, that is when they come to us and say, "We need some support from you", otherwise those independent businessmen and women will have a difficult time in the marketplace.

**Senator Lucier:** Mr. Hopper has been reported in the press as saying that some stations, principally in Ontario, would be closed, sold or swapped with other areas where you do not have enough stations. Has that yet been done?

**Mr. Mayo:** We are in the process of working on that with a number of oil companies. In the case of swaps, we are also looking at the disposition of some outlets. We do have some duplicate facilities that we are aware of, and we are in the process of coming to some kind of agreement whereby we can make some other arrangements. Of course, that is difficult, because the people who run those operations are independent businessmen and women and, again, they have a contract with us. So we have to abide by the contract. You have to remember, when you look at a service station, that there is a man or woman in there who has his or her livelihood attached to it, and you just can't walk in and shut it down. You just can't do that.

**Senator Lucier:** I am sure there is an answer to this. For the average person in the street it is very hard to understand how you can be competing and swapping service stations and product with your competitors. How can you be doing that and maintain at least the image of independence from each other?

**Mr. Mayo:** Let me explain the situation regarding a swap. What we are trying to do is take our strength and fix up a weakness we have. We are not well represented in some parts of the maritimes. We do not have the representation there. So we have approached some oil companies that are well represented in the maritimes and have said to them, "Would you like to buy some service stations from us on the proviso that we can buy some from you in the maritimes?" In other words, what we are doing is taking an asset strength that we have and endeavouring to use that to put ourselves in a position where it would be very difficult for us to get in and build some strength and add some more competition in the marketplace. The exercise will be appraised. There will be an appraised value done by both sides, the same way that you and I would sell a house,

[Traduction]

**Le sénateur Lucier:** Vous ne réagiriez pas s'ils décidaient de vendre l'essence à . . .

**M. Mayo:** Non.

**Le sénateur Lefebvre:** Sauf ceux qui prennent l'essence en consignation.

**M. Mayo:** Dans le cas des consignations, le produit nous appartient. Ils ont choisi cette option en raison des fluctuations du marché. Nous avons assisté à quelques guerres des prix et une baisse de 9 ou 10 cents accablait un indépendant à la faille. Les indépendants nous ont donc demandé d'intervenir et de les protéger. La plupart des contrats prévoit un préavis de 24 heures, s'ils veulent que nous nous retirions. Nous acquiesçons alors à leur demande. Ils reprennent le produit et le vendent. Ils doivent alors subir les fluctuations du marché. Il va sans dire que si les prix montent, ils ne veulent plus de nous—ce qui est bien—mais lorsque les prix baissent c'est alors qu'ils viennent nous voir pour nous demander de les aider à résister.

**Le sénateur Lucier:** J'ai lu dans les journaux que M. Hopper aurait dit que certaines stations surtout en Ontario, seraient fermées, vendues ou échangées avec d'autres qui sont situées dans d'autres régions où vous n'avez pas suffisamment de stations. Est-ce que cela s'est déjà fait?

**M. Mayo:** Nous sommes en train de mettre au point des ententes en ce sens avec un certain nombre de sociétés pétrolières. Dans le cas des échanges, nous songeons également à nous débarrasser de certains points de vente. Nous avons des stations-service qui font double emploi et nous sommes sur le point d'en venir à une entente qui nous permettrait de prendre certaines autres dispositions. Il va sans dire que ce n'est pas facile étant donné que les personnes qui administrent ces stations-service sont des indépendants qui ont signé un contrat avec nous. Nous sommes liés par ce contrat. Nous devons nous rappeler que la station-service est souvent le gagne-pain d'un homme ou d'une femme et qu'il est tout simplement impossible de la fermer du jour au lendemain. C'est tout simplement impossible.

**Le sénateur Lucier:** Je suis sûr qu'il y a une solution à ce problème. Le citoyen moyen comprend très mal comment vous pouvez soutenir la concurrence et échanger des stations-service et des produits avec vos concurrents. Comment pouvez-vous le faire et continuer à maintenir cette image d'indépendance?

**M. Mayo:** Permettez-moi de vous expliquer les mécanismes de l'échange. Ce que nous essayons de faire, c'est de renforcer notre position et de corriger nos faiblesses. Nous n'avons pas beaucoup de stations dans certaines parties des Maritimes. Nous n'y sommes pas représentés. Nous devons donc communiquer avec certaines sociétés pétrolières qui y possèdent un grand nombre de stations afin de leur demander si elles aimeraient acheter certaines de nos stations pourvu que nous puissions en acheter quelques-unes des leurs dans les Maritimes. Autrement dit, nous utilisons un de nos atouts et nous engageons à l'utiliser pour nous placer dans une position où il nous serait très difficile d'intervenir et de nous renforcer pour accroître la concurrence sur le marché. Les deux parties procèdent à une évaluation, comme cela se fait pour la vente d'une



## [Text]

and it would be done fair and equitable. There is no collusion at all. It is a straight business activity. You can think of whom we would be interested in—people like Ultramar. They have lots of stations down there. With the Gulf acquisition we have lots up here. Some of the other oil companies are looking at sorting out their marketing strategy, and they are prepared to make some swaps—as well as to buy some.

**Senator Lucier:** Where you have surplus service stations and you sell them, would you put a covenant on there, a time limit, whereby they would not be able to use it as a service station for a period of years?

**Mr. Mayo:** We do three things, and all of them are looked at from a commercial standpoint. We put what we call a "continued petroleum use" on an outlet that we want to keep in the network. That is part of the arrangement of sale. We will sell them with no covenants on them, and we sell them with covenants regarding nonpetroleum use. I think you are referring to the latter. Yes, we do that, because one of the reasons is that, if a facility is worth X dollars to us, if it is straight sold as land, if it stays in the retail business, then it should be worth more because it will likely cannibalize one of our other service stations and the livelihood of that individual. So obviously you have to earn that money back somehow in the value of the asset sold. As a direct rule we do not go out to put on NPU's. However, commercially if there is a need to do so, then we do so. Obviously, if somebody bought a site to build a large building, there is no concern. It is simply a commercial thing and not to restrict trade. Usually, when the outlet goes out of the market, it probably should not have been there anyway, and, as you know, with business down 25 per cent and the rationalization of service stations taking place to become more efficient, that phenomenon will increase.

**Senator Lucier:** So you are really looking after that situation before it is done by the marketplace?

**Mr. Mayo:** I think we are both looking after it. If we do not, the market will kill us and we would just as soon do it before that happens.

**Senator Lucier:** I would have thought that the market would kill them, not you. You are big and you would not be operating in an area like that unless there was enough business for both of you.

**Mr. Mayo:** Of all the service stations we own, which is fewer than 4,000 today, 55 per cent of them are owned by independent businessmen. We may have provided the pumps or the tanks, but we do not own those service stations. The individual has a contract with us and perhaps an option of five years. After that he is free to go. In that regard he is a customer and if we cannot entice him to stay with us, we lose him. Certainly, we do not control them.

## [Traduction]

maison. La transaction est juste et équitable. Il n'y a aucune collusion. C'est une simple activité commerciale. Vous pouvez penser que nous nous intéressons à une entreprise comme Ultramar. Cette société possède beaucoup de stations-service dans les Maritimes depuis l'acquisition de Gulf. Nous en avons beaucoup ici. Quelques-unes des autres sociétés pétrolières travaillent à l'élaboration de leur stratégie commerciale et elles sont prêtes à faire certains échanges ainsi qu'à acheter certaines stations.

**Le sénateur Lucier:** Lorsque vous avez un excédent de stations-service et que vous les vendez, prévoyez-vous alors dans le contrat que le nouveau propriétaire ne pourra utiliser l'emplacement pour une station-service avant un certain nombre d'années?

**M. Mayo:** Nous avons trois options que nous étudions d'un point de vue commercial. Pour un point de vente que nous voulons conserver au sein du réseau, nous précisons dans le contrat qu'il devra continuer à vendre des produits pétroliers. Cela fait partie du contrat de vente. Nous vendons certaines stations sans clause particulière et nous en vendons d'autres prévoyant que le nouveau propriétaire ne pourra vendre de produits pétroliers. Je crois que c'est de ces dernières dont vous voulez parler. Oui, nous procédons ainsi en partie parce que si une station vaut tant pour nous, qu'elle est vendue sans réserve comme terrain et qu'elle reste commerciale, elle vaut alors plus vu qu'elle absorbera vraisemblablement l'une de nos autres stations-service et ruinera son propriétaire. Il nous faut de toute évidence récupérer de quelque façon cet argent dans la valeur du bien vendu. En règle générale, nous n'avons pas tendance à imposer des restrictions sur la vente de produits pétroliers. Toutefois, si le besoin du point de vue commercial s'en fait sentir, nous le faisons. Il va sans dire que si quelqu'un a acheté un emplacement pour y ériger un gros immeuble, nous n'avons pas à nous inquiéter. Il s'agit simplement d'un projet commercial qui ne nuira pas au commerce. Habituellement, lorsque nous fermons une station c'est parce qu'elle n'aurait probablement pas dû s'y trouver de toute façon. Comme vous le savez, avec la baisse de 25p. 100 de notre activité et la rationalisation des stations-service en vue d'accroître l'efficacité, ce phénomène s'accroîtra.

**Le sénateur Lucier:** Vous essayez donc vraiment de régler cette situation avant que le marché n'intervienne?

**M. Mayo:** Je crois que nous le faisons tous les deux. Si nous ne le faisons pas, le marché nous anéantira et nous aimerions tout autant le faire avant que cela ne se produise.

**Le sénateur Lucier:** J'aurais cru que le marché les anéantirait et non pas vous. Vous êtes une grosse entreprise et vous ne feriez pas affaire dans une région comme celle-là, à moins que ce ne soit assez avantageux pour vous deux.

**M. Mayo:** Sur toutes les stations-service que nous possédons, moins de 4 000 aujourd'hui, 55p. 100 appartiennent à des indépendants. Il se peut que nous fournissions les pompes ou les réservoirs, mais nous ne possédons pas ces stations-service. L'indépendant a signé avec nous un contrat et parfois une option de cinq ans. Après cette période, il est libre de faire ce qu'il veut. À cet égard, il est un client et si nous ne pouvons le

[Text]

**Senator Kenny:** Would you summarize for us briefly the number of stations you have and the types of contractual arrangements you have with those stations?

**Mr. Mayo:** We have somewhere under 4,000 outlets in the country. Approximately 176 of those are company owned and operated. We have 421 agents. That is, stations we own that somebody runs for us, such as a self-serve gas bar. We have 1,153 lessees. Lessees are people who run a station that we own or control through, for example, a shopping centre development where we might lease the land and put a facility on it. The sum total of those stations totals about 44 per cent. The remaining 55 per cent are individually owned service stations that have supply contracts with us.

**Senator Kenny:** Could you describe for the committee how pricing is established with these different classes of retailers?

**Mr. G. N. Beauregard, Senior Vice-President, Eastern Region, Petro-Canada Products Division, Petro-Canada Inc.:** As Mr. Mayo has mentioned several times the pricing at the individual location is based on the market conditions in that particular area. It is not a matter of what mode of operation or what contract the individual might have. More than likely any difference in the price at the pump in relation to the mode of operation would be determined by whether it is a self-serve facility, a full-serve facility or perhaps has a car wash, which may result in a little higher price for the gasoline, though that is not necessarily the case. So it depends on the particular market situation in the area where the station is located as to what price would be charged at the pumps.

**Senator Kenny:** I was referring more to the decision-making process in establishing prices. My impression is that in one case the decision is made at the pump by the retailer and in another case it is made centrally.

**Mr. Mayo:** The evolution of Petro-Canada is unique, and we have many different arrangements. They emanate from Pacific 66, and from Fina, and also from BP and from Gulf. While each one of these companies was in the oil business, they did things a little differently. As such, they had different contractual arrangements with the dealers. We are busily looking at those arrangements to try to get to the point where we have a more common approach. The current situation makes it difficult for us to operate because, for example, Gulf has a different system than what we have. Once you start to rebrand the Gulf outlets, you want to ensure that they are being handled in a like manner.

Gulf had what is called a mail-in settlement plan. Under that system the product in the tank was owned by Gulf and as it went through the metres the dealer paid for it and was given a commission. The dealer was not required to make an investment in the gasoline—which, when you are getting up to \$40,000 and \$50,000 is a substantial investment—and he did not have the shrinkage problem. It allowed the company to deliver the product anytime, day or night.

[Traduction]

convaincre de demeurer avec nous, nous le perdons. Il est évident que nous n'exerçons aucun contrôle sur eux.

**Le sénateur Kenny:** Pouvez-vous nous dire brièvement combien de stations vous possédez et le type de contrats que vous avez avec ces stations?

**M. Mayo:** Nous avons un peu moins de 4 000 stations dont environ 176 que nous possédons et que nous exploitons. Nous avons 421 agents, c'est-à-dire, des stations qui nous appartiennent et que quelqu'un administre en notre nom comme un comptoir d'essence libre-service. Nous avons 1 153 concessionnaires. Ils administrent une station qui nous appartient ou que nous contrôlons, par exemple, un centre commercial dont nous pouvons louer à bail le terrain et installer une station-service. Ces stations représentent environ 44 p. 100 de l'ensemble de nos stations. Quant aux 55 autres pour cent, il s'agit de stations-service appartenant à des particuliers qui signent avec nous des contrats d'approvisionnement.

**Le sénateur Kenny:** Pourriez-vous dire au Comité comment vous fixez les prix pour ces différents détaillants?

**M. G. N. Beauregard, vice-président principal, région de l'Est, produits Petro-Canada, Petro-Canada Inc.:** Comme l'a dit à plusieurs reprises M. Mayo, les prix d'une station sont fixés en fonction du marché dans cette région particulière. Ni le mode d'exploitation ni le contrat n'entrent en ligne de compte. Le plus souvent, toute différence dans le prix à la pompe par rapport au mode d'exploitation est déterminée par le genre de station, c'est-à-dire s'il s'agit d'un libre-service, d'une station service ou encore d'une station ayant un lave-auto, le prix pouvant dans ce cas être légèrement plus élevé pour l'essence, bien que ce ne soit pas nécessairement le cas. Le prix à la pompe dépend donc de la région où est située la station-service.

**Le sénateur Kenny:** Je pensais plutôt au processus de fixation des prix. J'ai l'impression que dans un cas la décision est prise par le détaillant et que dans l'autre elle revient à la société.

**M. Mayo:** L'évolution de Petro-Canada est unique et nous avons différents types d'ententes. Celles-ci proviennent de Pacific 66 qui a été acheté de Fina ainsi que de BP et le Gulf. Alors que chacune de ces entreprises exerçait des activités dans le secteur pétrolier, elles ne procédaient pas toutes de la même façon. Elles concluaient donc différents types de contrats avec leurs détaillants. Nous étudions activement ces contrats afin d'en arriver à un contrat plus uniforme. À l'heure actuelle, nous éprouvons des difficultés vu que Gulf, par exemple, n'a pas le même système que nous. Une fois que vous commencez à donner votre nom aux stations de Gulf, vous voulez être certain qu'elles reçoivent toutes le même traitement.

Gulf avait ce qu'on appelle un régime par facturation. Avec ce système, l'essence contenue dans le réservoir appartenait à la société Gulf. Le détaillant payait pour le nombre de litres inscrit au compteur et touchait une commission. Le détaillant n'était pas tenu de faire un investissement lequel, lorsque vous arrivez dans les 40 000 et 50 000 \$ constitue un investissement important et il n'avait pas de problème de contraction. Cela



[Text]

**Senator Kenny:** Did Gulf have a common approach toward all its dealers?

**Mr. Mayo:** I am not sure that it was the same everywhere, but it was pretty much the same. That system also solved for them the problem of getting into bad pricing situations, such as we have had in the province of Ontario for the last number of years, where, when the price begins to fall, the dealer cannot survive. Under the Gulf arrangement the dealer had a guaranteed margin as prices moved up and down. It did not affect the station owner's pocket book. In fact, he might gain if he picked up sales and moved up and down in the right manner. That is one arrangement.

We have two other arrangements. From the BP days we have a consignment program whereby the dealer is paid a commission and the gasoline is consigned. In this case you read the meter and dip the tank. The dealer is paid a commission. The other situation is where a dealer buys a product from us and sells it at his price. As far as Petro-Canada is concerned, stations of this type are quite small in number, primarily because in grappling with all these price changes and trying to put Gulf into the fold, as prices have moved down we have tried to put in a lot of allowances to try and manage prices as they go down to protect dealers' margins. As such, we have to do some work on our tank margins or posted prices. While we are doing this, we have put in place voluntary allowances, and we have more people on price support than we would like. We want to work our way out of that situation.

So you can buy and sell, which does not usually happen when you have a volatile price market. You can have the mail-in settlement plan or you can have a prepaid agency agreement, like we have as a result of BP. Mr. Beauregard, who looks after Eastern Canada and the ex-Fina operation, may have some comments.

**Mr. Beauregard:** Basically, it revolves around the support system. In my area about 20 per cent of our retail outlets are on a buy and sell arrangement, so there is no support. The other 80 per cent is on some type of support, such as we talked about here, consignment or voluntary allowances. The prices in the latter two arrangements are influenced or controlled by the company.

**Mr. Mayo:** Right now, we are busily looking at these different arrangements. From an efficiency point of view it is not logical to have these different systems. Of course, the other companies are not faced with this phenomenon because they did not grow the way we did. We are trying to rationalize these systems and deal with them in the fairest manner to keep us competitive and to look after our dealer organization. It is not simple to move somebody from one system to another. Every system has some advantages and you cannot give all the best advantages for everything.

[Traduction]

permettait à la société de livrer le produit à n'importe quelle heure du jour et de la nuit.

**Le sénateur Kenny:** Gulf concluait-elle le même accord avec tous ses détaillants?

**M. Mayo:** Je ne suis pas sûr mais à peu de chose près oui. Ce système leur permettait également d'éviter les guerres de prix que nous connaissons en Ontario depuis quelques années. Lorsque le prix commence à baisser et que le détaillant est menacé de fermer sa station-service, il se voit garantir en vertu de cet accord Gulf une marge de profits en cas de fluctuation des prix. Les propriétaires de stations ne subissent pas de pertes. En fait, ceux-ci pouvaient y gagner en augmentant leurs ventes et en haussant et en diminuant leurs prix de la bonne façon. Il s'agit là d'un type d'accord.

Nous en avons deux autres types. De BP, nous avons hérité d'un programme de consignment en vertu duquel le détaillant obtient une commission sur l'essence consignée. Dans ce cas, le détaillant lit le compteur et mesure le contenu du réservoir. On lui verse une commission. Dans le deuxième cas, le détaillant achète notre produit et le vend au prix qui lui convient. En ce qui concerne Petro-Canada, elle fait affaire avec très peu de ces stations-service surtout parce qu'en affrontant toutes ces fluctuations de prix et en essayant d'intégrer les stations Gulf à notre réseau, au fur et à mesure que les prix baissaient, nous avons essayé de prévoir quantité de dispositions pour essayer d'en ralentir la chute et pour protéger les marges bénéficiaires des détaillants. Nous avons donc dû nous attaquer à nos marges sur les réservoirs ou aux prix affichés. Ce faisant, nous avons mis en place des allocations volontaires et nous accordons un prix de soutien à un plus grand nombre de stations que nous ne le voudrions. Nous voulons nous en sortir de cette situation.

Ainsi, vous pouvez vendre et acheter, ce qui ne se produit habituellement pas lorsque vous avez affaire à un marché instable. Vous pouvez avoir le régime par facturation ou un accord prévoyant un paiement préalable comme celui que nous a légué BP. M. Beauregard, qui s'occupe de l'est du Canada et des activités de l'ancienne société Fina, aurait peut-être des commentaires à faire.

**M. Beauregard:** Fondamentalement, tout tourne autour du système de soutien du prix. Dans mon secteur, environ 20 p. 100 de tous nos détaillants ont conclu un accord d'achat et de vente de sorte qu'il n'y a pas de soutien. Les 80 autres pour cent bénéficient d'un programme d'aide comme celui dont nous avons parlé ici, qu'il s'agisse d'achats en consignment ou d'allocations volontaires. Les prix dans les deux derniers cas sont influencés ou contrôlés par la société.

**M. Mayo:** À l'heure actuelle, nous examinons attentivement ces différents régimes. Pour des raisons d'efficacité, il n'est pas logique d'avoir plusieurs régimes différents. Bien sûr, les autres sociétés ne sont pas confrontées à ce problème parce que leur évolution a été différente de la nôtre. Nous tentons de rationaliser notre structure afin de la rendre la plus équitable et la plus concurrentielle possible et afin que nos détaillants y trouvent leur compte. Il n'est pas facile de faire passer quelqu'un d'un régime à un autre. Chaque régime a ses avantages, et on ne peut pas toujours en donner sur tous les plans.



[Text]

**Mr. Beauregard:** I think it would be important to mention that when we are involved in a consignment type of arrangement, or support arrangement, it is usually almost 100 per cent of the time at the request of the dealer, and he has an opportunity to get out of that particular arrangement on a 24-hour notice basis. You will find that, if ever the price gets back to sort of a normal situation, they do take that opportunity to get out of it and become a reseller—a buy/sell situation—wherein they can maybe get a greater margin. But when the price is down, most of them wish to have some sort of support in that regard and that is why we have all of those programs.

**Senator Kenny:** What happened with the McAras in Gravenhurst? They came before this committee a little while ago—and, as I recall, the essence of their case was that they wanted to reduce the price at a given time. My understanding was that they were on consignment, so it was your product, and you chose not to reduce the price. What options were open to them at that time?

**Mr. Mayo:** Well, you have been talking about the McAras's. You asked about options?

They could have cancelled the consignment agreement they were on. They were an ex-Gulf account, or the Gulf account, as you are well aware, and I think they were on the mail-in settlement plan, which gave them a commission and the product in the tank was Gulf and they paid what went through the metres. On 24-hours notice, they could have cancelled the agreement, we could have cancelled the agreement, and they could have bought product from us.

They chose to go on—in fact I happened to read some of Cora McAras's testimony and she stated in there that it was not to their advantage to own the inventory, obviously, because they get a guaranteed commission. Now in that case, that product in that tank was ours and we wanted to maintain a competitive position out there in that marketplace. What happened was that there was a tax increase of seven-tenths of a cent and they did not want to insert it in the price as we had requested.

The dilemma we were faced with was what to do. It was unfortunate what happened. I would not condone that kind of activity, but it did happen, and it was not precipitated by that one occasion because the McAras and Gulf had had some difficulties in the past between the two of them, so it was not just one incident.

In any event, they refused to raise the price of the product. Now the dilemma we have is that, because they are on consignment, we effectively eat the seven-tenths of a cent. We have 4,000 dealers in Canada that had a tax increase and we have one dealer that does not want to put it in. Somehow, that does not make sense to us.

In any event, the McAras chose not to. We were prepared to give them 24-hour's notice. We didn't because to get a new supplier in 24 hours because they breached the terms of the contract is obviously, not acceptable. We had numerous meetings with them and finally came to an agreement where we

[Traduction]

**M. Beauregard:** Je crois qu'il est important de mentionner que les régimes de vente en consignation, ou régimes de soutien, sont presque toujours établis à la demande du détaillant et que ce dernier a la possibilité de dénoncer l'entente sur préavis de 24 heures. Vous verrez, si jamais le prix revient à peu près à la normale, que certains détaillants useront effectivement de ce droit pour devenir des revendeurs—dans un régime achat-vente—dans l'espoir d'accroître leur marge de profit. Par contre, quand les prix sont à la baisse, la plupart souhaitent pouvoir compter sur une forme de soutien quelconque, et c'est pourquoi nous avons tous ces programmes.

**Le sénateur Kenny:** Que s'est-il passé dans le cas des McAras à Gravenhurst? Ils ont comparu devant nous il n'y a pas très longtemps et, si je me souviens bien, leurs doléances tenaient essentiellement au fait qu'ils ont voulu réduire leur prix à un moment donné. Ils participaient à un régime de vente en consignation, de sorte que votre société était en fait l'exploitant et a décidé de ne pas réduire le prix. Quelles possibilités cela laissait-il aux McAras?

**M. Mayo:** Bon, alors, vous parlez des McAras, et vous voulez savoir quelles étaient leurs options?

Ils auraient pu dénoncer l'entente. Ils étaient des détaillants Gulf, comme vous le savez, et je crois qu'ils participaient au régime de paiement sur facturation, en vertu duquel ils avaient droit à une commission et ils acquittaient à Gulf le prix de l'essence qui passait par les compteurs, le produit qui se trouvait dans le réservoir demeurant la propriété de la société. Or, il leur aurait suffi de donner un préavis de 24 heures pour résilier l'entente; nous aurions accepté de la résilier, et ils auraient pu alors nous acheter le produit.

Ils ont cependant décidé de maintenir l'entente—j'ai justement lu une partie du témoignage de Cora McAras, où elle disait qu'il n'était pas dans leur intérêt, bien sûr, de se porter acquéreurs des stocks, puisqu'ils avaient droit à une commission garantie. Ainsi, dans leur cas, le produit qui se trouvait dans la cuve nous appartenait, et nous tenions à rester concurrentiels sur ce marché. La taxe de vente avait été augmentée de 7/10 de un cent, et les McAras ne voulaient pas augmenter leur prix en conséquence comme nous le leur avions demandé.

Nous devions alors prendre une décision. La situation était, bien sûr, regrettable, mais elle n'était pas le résultat d'un seul incident, puisque les McAras avaient déjà eu des difficultés avec Gulf par le passé.

Toujours est-il qu'ils ont refusé de relever leur prix. Notre problème était le suivant: étant donné qu'ils faisaient la vente en consignation, c'est nous qui devions absorber l'augmentation de 7/10 de un cent. Cette augmentation avait frappé nos 4 000 détaillants au Canada, et nous en avions un qui ne voulait pas majorer son prix en conséquence. Cela ne nous paraissait pas acceptable.

Les McAras avaient donc refusé de relever leur prix. Nous aurions pu leur donner 24 heures d'avis pour rupture de contrat, mais comme il aurait été inconcevable de leur laisser seulement 24 heures pour se trouver un nouveau fournisseur, nous ne l'avons pas fait. Nous les avons rencontrés à bien des repri-

*[Text]*

would agree on 90 days and they would find a new supplier—which they have done. We have been paid for the product in the tanks and removed our pumps, and they have acquired the tanks and have a new supplier.

It is not our bent to go out and get into an argument with our dealers. My gosh, they are customers, and we certainly do not want to get into those kinds of situations—that is not anything like we would want to do. We want to ensure that we have a viable network and we do have a happy dealer situation. That is a very unfortunate incident, but I think it has probably been solved to both parties benefits.

**Senator Kenny:** Their perception was, I think at the time, that everybody was facing the same tax increase—not just Petro-Canada dealers—and that their competition in the market that they were operating in, were prepared to swallow that increase.

**Mr. Mayo:** Well, it is hard to go back and get the exact information, but there are a number of different types of outlets up in that strip, Gasoline Alley, in Gravenhurst, where all the weekend travellers buy their product from.

Basically what was going on was that we felt our competitive price for our product should have been priced at an amount that was four-tenths of a cent greater than the self-serve price. And, in fact, the others were apparently pricing in that range up there. They put the tax increase in, apparently, and—it is hard as I say to go back—but they did.

I think what the McAra's wanted to do is that they wanted a price that was lower and they wanted us to absorb it. We were not prepared to do that because we wanted to maintain competitive and we figured that that's where the price was. I saw that, but there is no justification in my mind to say that. They said that they were the only one that had to do it; well that is not right. They say the others did not do it; well, I am sure if you checked the prices there today you would find that in fact the differentials are there and people did put the tax increases in.

**The Chairman:** I just have a supplementary question. Mr. McAra indicated that they did not have any trouble with Gulf and that contradicts your evidence, again. But, you mentioned the weekend travellers in gasoline alley. She also indicated that she would receive notification to raise the prices on Thursdays, on long weekends. What competition were you meeting leading the rise in price?

**Mr. Mayo:** I guess I can't comment on the context in which that statement was made. Was that us recently, because since we bought that station there weren't many long weekends for weekend travellers. We did not take that over until October 1, so we would not have been the one that she was really getting at, and I would not think that with regard to that remark.

*[Traduction]*

ses et nous avons finalement convenu de leur accorder 90 jours pour se trouver un nouveau fournisseur—ce qu'ils ont fait. Nous avons obtenu le paiement de ce qui se trouvait dans les cuves et retiré nos pompes, les McAra ayant acheté les cuves et s'étant trouvé un nouveau fournisseur.

Nous ne cherchons pas querelle à nos détaillants. Ma foi, ce sont nos clients, et nous ne voulons certainement pas nous retrouver dans des situations comme celle-là—ce n'est pas du tout ce que nous cherchons. Nous voulons nous assurer un réseau viable, et nous avons effectivement de bons rapports avec nos détaillants. L'incident a été des plus regrettables, mais je crois qu'il a été réglé à la satisfaction des deux parties.

**Le sénateur Kenny:** Leur position était, si je ne m'abuse, que l'augmentation de la taxe de vente frappait tout le monde—et non pas seulement les détaillants Petro-Canada—et que les concurrents de Petro-Canada dans la région étaient prêts à absorber cette augmentation.

**M. Mayo:** Ma foi, il est difficile de revenir en arrière pour savoir exactement ce qui s'est passé, mais on trouve toutes les marques d'essence sur cette route de Gravenhurst, où tous ceux qui partent en week-end s'arrêtent pour faire le plein.

En fin de compte, nous tenions à offrir un produit concurrentiel, dont le prix aurait été fixé à 4/10 de un cent de plus que le prix dans les stations libre-service. En fait, ce prix correspondait à peu près à celui des autres détaillants de la région. Les autres avaient, semble-t-il, majoré leur prix en fonction de l'augmentation de la taxe de vente; il est difficile, comme je l'ai dit, de revenir en arrière, mais c'est bien ce qu'ils ont fait.

Je crois que les McAra voulaient demander un prix moins élevé que leurs concurrents et que nous assumions la différence. Or, nous n'étions pas prêts à l'accepter, parce que nous tenions à demeurer compétitifs et nous considérions que notre prix était comparable à celui des autres. J'ai bien vu que c'est ce qu'ils disaient, mais je ne comprends pas qu'ils aient pu le dire. Selon eux, ils étaient les seuls à avoir dû relever leur prix, mais il n'en est rien. Ils ont dit que les autres n'ont pas eu à le faire; eh bien, je suis certain que, si vous alliez vérifier les prix aujourd'hui, vous trouveriez qu'ils ont effectivement été majorés et qu'on a tenu compte de l'augmentation de la taxe de vente.

**Le président:** J'ai une question supplémentaire à vous poser. M. McAra a dit n'avoir jamais eu de difficulté avec Gulf, ce qui va à l'encontre, encore une fois, de votre témoignage. Vous avez parlé, par ailleurs, de ceux qui partent en week-end et qui font le plein sur le boulevard des détaillants d'essence. M<sup>me</sup> McAra a également indiqué qu'on avait coutume de lui dire de majorer les prix le jeudi précédant une longue fin de semaine. Comment pouviez-vous prétendre vouloir rejoindre vos concurrents quand vous étiez les premiers à hausser le prix?

**M. Mayo:** Je peux difficilement vous donner des explications à ce sujet, puisqu'il n'y a guère eu de longues fins de semaine depuis que nous avons acheté cette station-service. Ce n'est que le 1<sup>er</sup> octobre que nous en avons pris possession, alors ce ne peut être nous qu'elle visait, et je ne vois pas non plus qu'elle ait voulu nous viser.

[Text]

You mentioned the comment that she never had trouble with Gulf. In July of 1984 there is a clipping in the Gravenhurst newspaper that shows the McAra's with a sign in front of their station saying, "Gulf not competitive. Service station closed." And, if you care, I will give you a copy of that newspaper clipping.

**Senator Kenny:** What percentage of your refined product do you sell to independents?

**Mr. Mayo:** I need to ask you what you mean by "independents." Perhaps I could give you some examples and you could tell me "Yes, that is the one I want," because we do have independent brands and independent businessmen, senator.

**Senator Kenny:** Independent brands.

**Mr. Mayo:** Independent brands? We supply about 16 per cent of the independent brand market. It is more in Quebec, and I think it is a little bit less than some of the other provinces. It was about 70 accounts, and it is about 16 per cent of the volume that the independent market uses. I think the independent market has 17, or 18, or 19 per cent; so we supply our fair share of that business. We would supply more, I guess, if they wanted to buy it from us, and less if they did not think the price was right.

**Senator Kenny:** Do you sell to these independents at the same price that you sell to Petro-Canada outlets?

**Mr. Beauregard:** No. No, we don't.

**Senator Kenny:** Can you tell me what the differences are?

**Mr. Beauregard:** It would depend on their volume and how they pick it up, whether they are picking it up with their own trucks, whether they are picking it up by pipeline, or by ship or by tanker, or you name it. So, there are a lot of variables that go into it.

Our own dealers, of course, usually buy it from us at a delivered price and it would reflect the distribution situation as well as the fact that they have the brand identification, whereas these other people don't. So these large, independents, if you like—and some of them are very large—do have a special price, if you like.

**Senator Kenny:** "Special" means lower?

**Mr. Beauregard:** Yes, it is lower, yes.

**Senator Kenny:** You have obviously been looking at some of the testimony before this committee. We had Mr. Conrad appearing before us. He gave testimony to the committee suggesting that Petro-Canada sells at five cents a litre lower to its own agents than it does to independents.

**Mr. Beauregard:** Well, I do not know where he is getting his numbers from. I couldn't comment on it, but that is not the case in my particular area.

[Traduction]

Vous avez dit qu'elle avait déclaré n'avoir jamais eu de difficulté avec Gulf. Or, dans un numéro du journal de Gravenhurst de juillet 1984, on voit les McAra avec une pancarte sur laquelle on peut lire: «Gulf pas compétitif. Station-service fermée.» Si vous voulez, je vous apporterai la coupure de presse.

**Le sénateur Kenny:** Quel pourcentage de votre produit raffiné vendez-vous aux indépendants?

**M. Mayo:** Je dois d'abord vous demander ce que vous entendez par «indépendants». Je pourrais peut-être donner des exemples pour que vous puissiez ensuite m'indiquer lequel vous voulez dire, sénateur, car nous avons des marques indépendantes et aussi des entrepreneurs indépendants.

**Le sénateur Kenny:** Alors, les marques indépendantes.

**M. Mayo:** Les marques indépendantes? Nous approvisionnons environ 16p. 100 du marché des marques indépendantes. Le pourcentage est plus élevé au Québec, et je crois qu'il est un peu moins élevé dans certaines autres provinces. Nous avons quelque 70 comptes, qui représentent environ 16p. 100 du volume des ventes sur le marché indépendant. Je crois que le marché indépendant intervient pour 17p. 100, 18p. 100 ou 19p. 100, de sorte que nous avons notre juste part de ce marché. Nous pourrions en fournir davantage, je suppose, si les détaillants voulaient nous en acheter davantage, et nos ventes seraient moins élevées si ceux-ci ne trouvaient pas notre prix acceptable.

**Le sénateur Kenny:** Demandez-vous le même prix à ces indépendants qu'à vos détaillants Petro-Canada?

**M. Beauregard:** Non. Le prix n'est pas le même.

**Le sénateur Kenny:** Pouvez-vous m'indiquer quelles sont les différences?

**M. Beauregard:** Tout dépend du volume des ventes et du mode de transport, à savoir s'ils utilisent leurs propres camions ou s'ils font livrer le produit par pipe-line, navire, pétrolier ou que sais-je encore. Il y a beaucoup de variables qui entrent en ligne de compte.

Nos propres détaillants achètent généralement au prix de livraison fixé en fonction des modalités d'approvisionnement ainsi que du fait qu'ils ont le droit d'utiliser notre symbole, ce qui n'est pas le cas des détaillants indépendants. Ainsi, les gros indépendants—et certains sont très gros—bénéficient effectivement d'un prix spécial, comme vous dites.

**Le sénateur Kenny:** Par «spécial», vous voulez dire moins élevé?

**M. Beauregard:** Oui, il s'agit d'un prix moins élevé.

**Le sénateur Kenny:** Vous avez de toute évidence examiné certains des témoignages qu'a entendus le Comité. Nous avons notamment entendu M. Conrad. Ce dernier nous a donné à entendre que les agents de Petro-Canada paient 5 cents de moins le litre que les indépendants.

**M. Beauregard:** Eh bien, je ne sais pas où il prend ses chiffres. Je ne saurais me prononcer là-dessus, mais ce n'est pas le cas dans la région qui me concerne.



*[Text]*

**Mr. Mayo:** Yes, senator, I do not know where Mr. Conrad gets that information.

**Senator Kenny:** Are you familiar with the testimony?

**Mr. Mayo:** I read it all, but there is a great volume of testimony to read. I do not know where he was referring to. I guess the obvious conclusion is that if we are not competitive, and that is a market that we should be in, and our prices are out of line, we have a long-term problem. If it was important, and we needed the volume, we would have to be competitive. The absolute number—I cannot comment on that, namely that we would sell it to our dealers at five cents less than that—I do not know where he got that from.

**Senator Lefebvre:** You mean the distributors, do you?

**Mr. Mayo:** Yes.

**Senator Kenny:** During the same meeting we had a Mr. Hammond, from St. Mary's, who suggested that Petro-Canada had very little interest in selling to some independents. In fact, he said he had difficulty in approaching Petro-Canada agents in order to get prices; that he was pursued vigorously by American suppliers and had difficulty reaching someone in your company who would even quote prices for him. Do you have any comments on that?

**Mr. Mayo:** Yes. I do not know why someone would not offer him a fair price for his volumes and where he was located. I cannot answer as to why that would not happen. Certainly, if he wants to talk to us, we would be glad to talk to him.

I also note that there is a neatpoint that he makes in his comments, though, that prices were cheaper in the U.S. In fact, they really were not because he had to send them by smaller truck; the quality of the gasoline was a real problem and he had to pay cash for it. It seemed to me that that gentleman wanted the best of all worlds. He wanted us to give him the same product as cheaply as he would get it in the U.S. and, economically, that would not make sense.

However, the fact that he could not get a price, I do not understand. Certainly, we will get a price for the man.

**Senator Kenny:** I understand that. Most people do want the best of all worlds, and I understand his concern and your response.

Do you have any comment on Mr. Conrad's comment that Petro-Canada is an inefficient operation? In particular, he pointed to the increased G and A costs from 1984 to 1985 where, in general, the administrative costs had gone from \$400 million to \$550 million.

**Mr. Mayo:** I am not sure where Mr. Conrad gets his numbers. If we lost \$350 million, I likely would not be the man speaking here today. Obviously, I would have a lot of pressure.

*[Traduction]*

**M. Mayo:** En effet, sénateur, je ne sais pas où M. Conrad a pris ces renseignements.

**Le sénateur Kenny:** Vous avez pris connaissance de son témoignage?

**M. Mayo:** Je l'ai lu entièrement, mais c'est très volumineux. Je ne sais pas de quelle région il voulait parler. Il faudrait alors conclure que, si nos prix n'étaient pas concurrentiels dans une région donnée, nous nous trouverions devant un problème à long terme. S'il s'agissait d'un marché important dont nous avions besoin pour nous assurer le volume de ventes voulu, il nous faudrait être concurrentiels. Pour ce qui est du chiffre comme tel, je ne puis vous donner d'explication là-dessus, c'est-à-dire au sujet du fait que nous vendions à nos détaillants à cinq cents de moins—je ne sais pas où il a pris ce chiffre.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous voulez parler des détaillants?

**M. Mayo:** Oui.

**Le sénateur Kenny:** Au cours de la même séance, nous avons aussi entendu M. Hammond, de St. Mary's, qui nous a donné à entendre que Petro-Canada ne tenait vraiment pas à vendre son produit à certains détaillants indépendants. Il a même dit qu'il avait eu du mal à communiquer avec les agents de Petro-Canada pour en obtenir des prix et qu'il avait été vivement sollicité par des fournisseurs américains, alors qu'il avait du mal à joindre quelqu'un dans votre société qui veuille lui proposer des prix. Avez-vous quelque chose à dire là-dessus?

**M. Mayo:** Oui. Je ne sais pas pourquoi personne n'aurait voulu lui proposer un prix équitable d'après son volume de vente et son emplacement. Je ne puis vous dire pourquoi pareille chose se serait produite. Par contre, s'il veut nous parler, nous sommes à son entière disposition.

Je note également un point intéressant dans son témoignage, à savoir que les prix étaient moins élevés aux États-Unis. En fait, ce n'était pas le cas, car il devait utiliser des camions plus petits; il avait donc du mal à obtenir de l'essence de la qualité voulue, et il devait en outre la payer comptant. Il me semble que ce monsieur voulait le meilleur des mondes possibles. Il voulait que nous lui vendions notre produit à un prix aussi bas que ce qu'il aurait pu obtenir aux États-Unis, ce qui, sur le plan économique, était inacceptable.

Pour ce qui est du fait qu'on n'ait pas voulu lui faire un prix, je ne comprends pas. Nous pouvons certainement lui en proposer un.

**Le sénateur Kenny:** Je comprends. La plupart d'entre nous cherchent effectivement à s'assurer le meilleur des mondes possibles, et je comprends aussi bien ses doléances que votre réponse.

Avez-vous quelque chose à dire suite à l'observation de M. Conrad au sujet du manque d'efficacité à Petro-Canada? Ce dernier a notamment signalé l'accroissement en 1985 des coûts G et A par rapport à 1984, le total des coûts administratifs étant passé de 400 millions à 550 millions de dollars.

**M. Mayo:** Je ne sais pas où M. Conrad a pris ses chiffres. Si nous avions perdu 350 millions de dollars, je ne serais probablement pas ici aujourd'hui. Je serais sans aucun doute acculé au pied du mur.

[Text]

**Senator Kenny:** He did not say "lost". He said that the costs had gone from \$400 million in 1984 to \$550 million in 1985. Those were all general and administrative costs.

**Mr. Mayo:** In the same testimony, he also said that we lost \$350 million.

**Senator Kenny:** I am sorry, I missed that.

**Mr. Mayo:** You will remember that we bought Gulf Canada on October 1 and, as such, we would incur costs from them for that period of time, and that would be a major portion. When you are looking at Petro-Canada's numbers, you are not comparing a 12 month period with a 12 month period. You are looking at a company that is adding and deleting all of the time, so comparative numbers are hard to handle. Therefore, though the G and A costs have gone up, it is not because of inefficiency.

I can firmly tell you from my own position that this company focuses on efficiencies. Because of the way we grew, with the acquisition of the small companies, we focused on efficiencies of better information systems that integrated all of the companies, rationalizing of service stations, terminals, bulk plants and, last but not least, the whole G and A. The whole G and A question stares you straight in the face today with the acquisition of Gulf, because there is some duplication there which we are dealing with. There are people involved, so we are dealing with it fairly and sensibly. However, I will say that we are right on top of the efficiency question and have pulled quite a bit of efficiency out of our operation in the last three years that I have been with the company.

Therefore, that \$150 million has to be related to what I have just said plus whatever else. It certainly is not the fact that we are inefficient, because I know that the converse is true.

**Senator Kenny:** Are there any other points in that testimony that you would like to take the opportunity to comment on, or correct?

**Mr. Mayo:** No, I do not think so.

**The Chairman:** Speaking of efficiency, can you tell me how many employees Petro-Canada have let go in Calgary within the last three months?

**Mr. Mayo:** I do not know that that is information of record. Perhaps I could handle it this way: There is some information of record on some companies, because of the shrinking value of crude oil, and some numbers that I have seen would equate to what the others are talking about. You are seeing some reduction in the order of 10 to 15 per cent of the populace because of changes in operation and because of striving. There is a kind of survival mode in some areas right now, and we are doing the same thing. Ours is added to because, as you know, we also bought Gulf out in western Canada and we are integrating the Gulf and the Petro-Canada operation in western Canada. As

[Traduction]

**Le sénateur Kenny:** Il n'a pas parlé de «pertes». Il a dit que les coûts étaient passés de 400 millions en 1984 à 550 millions en 1985, et ce, pour tous les coûts généraux et administratifs.

**M. Mayo:** Au cours du même témoignage, il a dit que nous avions perdu 350 millions de dollars.

**Le sénateur Kenny:** Je suis désolé, je ne l'avais pas remarqué.

**M. Mayo:** Vous vous souviendrez que nous avons acheté Gulf Canada le 1<sup>er</sup> octobre, de sorte qu'à partir de ce moment là, nous avons dû assumer les coûts de cette société, lesquels représentent une part considérable de nos coûts. Quand on examine les chiffres de Petro-Canada, on ne peut simplement comparer une période de douze mois avec une autre période de douze mois. Notre société est continuellement en train d'ajouter des activités et d'en supprimer, de sorte qu'on peut difficilement faire des comparaisons. Ainsi, si les coûts G et A ont augmenté, ce n'est pas à cause d'un manque d'efficacité.

Je puis vous assurer, pour ma part, que la société se soucie énormément de son efficacité. À cause précisément de la façon dont notre société s'est développée, en faisant l'acquisition de petites entreprises, nous avons cherché à accroître notre efficacité en mettant au point des systèmes d'information qui permettent d'intégrer toutes nos entreprises et de rationaliser les stations-service, les terminus, les usines de gros et aussi tous les coûts G et A. Toute cette question des coûts G et A est actuellement au premier plan de nos préoccupations, par suite de l'acquisition de Gulf et du double emploi qui en résulte. Mais comme il ne s'agit pas uniquement de chiffres, mais aussi de personnes, nous tentons de régler le problème d'une façon équitable et sensée. Je puis toutefois vous dire que nous avons la situation bien en main et que nous avons réussi au cours des trois années écoulées depuis mon entrée en fonctions à accroître sensiblement notre efficacité.

Aussi faut-il considérer ces 150 millions de dollars à la lumière de ce que je viens de dire et de tous les autres facteurs qui entrent en ligne de compte. On ne peut certainement pas dire que nous manquons d'efficacité, car je sais pertinemment que c'est tout le contraire.

**Le sénateur Kenny:** Y a-t-il d'autres points dans ce témoignage au sujet desquels vous aimeriez faire des observations ou apporter des corrections?

**M. Mayo:** Non, je ne pense pas.

**Le président:** À propos d'efficacité, pouvez-vous nous dire combien d'employés Petro-Canada a mis à pied à Calgary ces trois derniers mois?

**M. Mayo:** Je ne suis pas sûr que ce sont là des renseignements qui devraient être rendus publics. Peut-être pourrais-je vous répondre ainsi: certaines sociétés ont fait publiquement état de réductions causées par la baisse des cours du brut, et celles-ci sont à peu près comparables à certains des chiffres que j'ai vus pour notre société. Ainsi, on assiste à une réduction de 10p. 100 ou 15p. 100 de la main-d'œuvre due aux changements opérationnels et aux efforts pour se maintenir à flot. Dans certains secteurs, la principale préoccupation de l'heure est la survie, et c'est aussi ce que nous visons. Notre situation est aggravée du fait que, comme vous le savez, nous avons

[Text]

we do that, of course we have some duplications and we are busily working our way through that. Therefore, that adds to our situation.

**The Chairman:** Why are you reluctant to make it a matter of public record?

**Mr. Mayo:** Pardon me, sir?

**The Chairman:** Why are you reluctant to make it a matter of public record? Husky said 400—

**Mr. Mayo:** I suppose it depends on what your philosophy is. Personally, I have found that if I walk into a group and I think there are going to be X numbers of hundreds laid off, and I do not know from where they are going to be laid off, but I just know in my mind that that is what is going to happen, it causes all kinds of agony in the organization. Until you can really tell the person how it affects him or her, you are really not doing anyone a service. You are certainly telling the world that things are bad, but you are not necessarily doing a lot for your own employees. Generally, we have tried not to do that because it does cause an immense uproar inside a company. We have enough of a situation now with putting Gulf together added to which we have the down-sizing in the energy, so that we just have not espoused a number that I am aware of. If you want good press, we could say that we laid off a lot of people, but I do not think that helps a whole lot, particularly the people.

**The Chairman:** There is a great deal of agony certainly at Petro-Canada in Calgary right now, as to what is coming.

**Mr. Mayo:** Sir, we are dealing with it right now.

**The Chairman:** How are you dealing with it?

**Mr. Mayo:** We have some lay-offs and we have some settlements with people, and we are talking to them as we work our way through the system. However, there is no question that we are doing it fairly.

**The Chairman:** I do not know whether there is a fair way to fire a man or not.

**Mr. Mayo:** It is called "de-hiring".

**Senator Hays:** I have a couple of things to ask. How has the Gulf acquisition affected the profitability of your retail side, or is it too early to ask that question? I am looking particularly at your suggestion on page 4 that 3 per cent return on capital employed in 1985 is clearly inadequate. I am wondering what is adequate and I am wondering, with respect to Gulf, whether that has been a positive move or if it will be in the future. On the other hand, has it been a negative move or will it be a negative move in terms of your competitiveness in the gasoline retailing side?

I might as well also ask the last question. Was it your decision to acquire those Gulf assets?

[Traduction]

acheté les stations Gulf de l'ouest du Canada et que nous cherchons à intégrer nos deux sociétés dans cette région. Nous nous heurtons, bien sûr, au double emploi, que nous nous efforçons d'éliminer. Aussi notre situation est-elle d'autant plus difficile.

**Le président:** Pourquoi hésitez-vous à vous prononcer publiquement?

**M. Mayo:** Pardon, sénateur?

**Le président:** Pourquoi hésitez-vous à vous prononcer publiquement? Husky a déclaré que 400...

**M. Mayo:** Je suppose que tout dépend de la façon dont on voit les choses. Pour ma part, j'ai constaté que, quand je me présente devant un groupe, où il y aura vraisemblablement des centaines de licenciements, et que je ne sais pas au juste qui sera touché; je sais simplement qu'il y aura des licenciements et que l'angoisse se répercute sur toute l'organisation. À moins de pouvoir vraiment dire qui sera touché et comment, on ne rend service à personne en rendant les chiffres publics. Bien sûr, on peut ainsi montrer à tout le monde qu'on est dans une situation difficile, mais on ne rend guère service à ses employés. De façon générale, c'est quelque chose que nous avons cherché à éviter à cause du bouleversement qui en résulte pour une organisation. La situation est déjà assez pénible, étant donné les efforts pour intégrer Gulf et la réduction des effectifs dans le secteur énergétique, que nous n'avons tout simplement pas publié de chiffres à cet égard que je sache. Si nous voulions nous assurer une bonne presse, nous pourrions dire que nous avons dû licencier beaucoup de gens, mais je crois que cela ne servirait pas à grand-chose, notamment en ce qui concerne les personnes touchées.

**Le président:** Les employés de Petro-Canada à Calgary craignent effectivement beaucoup pour leur avenir.

**M. Mayo:** Sénateur, nous nous occupons justement de cette situation.

**Le président:** Que faites-vous pour vous en occuper?

**M. Mayo:** Nous allons licencier certains employés et conclure des ententes avec d'autres, et nous parlons aux gens au fur et à mesure que nous effectuons les compressions nécessaires. Il n'y a aucun doute que tout se fait de façon équitable.

**Le président:** Je ne sais pas s'il y a une façon équitable de congédier un homme.

**M. Mayo:** C'est ce qu'on appelle le «désembauchage».

**Le sénateur Hays:** J'ai deux questions à vous poser. Quel effet l'acquisition de Gulf a-t-elle eu sur la rentabilité de vos ventes au détail, ou est-il encore trop tôt pour poser cette question? Je songe ici à l'observation que vous faites à la page 4, à savoir qu'un taux de rendement de 3p. 100 par rapport au capital utilisé en 1985 est manifestement insuffisant. Je me demande ce que vous considérez comme suffisant et je me demande si l'acquisition de Gulf a eu ou aura un effet bénéfique, ou encore, si elle a eu ou aura un effet négatif pour votre compétitivité sur le marché de détail?

Autant vous poser tout de suite mon autre question. La décision d'acquérir Gulf est-elle venue de votre société?



[Text]

**Mr. Mayo:** I will answer the last question first. It most certainly was. I was personally involved in the activity, so I know quite a bit about it. For Petro-Canada, the Gulf purchase was a good deal. There is absolutely no question about that. We bought the assets at better than book value. They obviously did not wish to stay in the downstream and a lot of people would say perhaps they went the wrong way at the wrong time. In any event, it was a good deal for us, and let me tell you why—

**Senator Hays:** But not necessarily good for you, from what you are telling us about your first-quarter performance.

**Mr. Mayo:** I will explain that to you later, senator. First of all, let me say that the assets that we bought filled in some terrific voids. As we had looked at Petro-Canada in the last number of years, we wondered what we could do in order to get ourselves some more strength and more market so that we could be more competitive. The western-Canada operation always had a minor market share. In other words, we had 7 or 8 per cent of the west. We had always looked with jaundiced eyes at the Gulf operation out west and we bought the facilities, a well-rationalized network, large pumpers and probably one of the best refineries in the whole of the country right in Edmonton. With that, we also got a distribution system which we did not have. In fact, we had to rent space from Gulf to move our products around because of the evolution of Petro-Canada. Therefore, when we were finished in the west, we had a distribution system that was second to none; we ended up with probably one of the best refineries in the whole of the country in Edmonton and we filled in our retail network, our farm network and our agency network to the point where we are now a significant force and we are not sort of weak sisters any more.

As far as the east went, in eastern Canada we bought a lube plant at Clarkson which makes hydro-treated motor oil. This is very up-to-date technology, and long-lasting, and something that again we wanted because we were not in the lubricant manufacturing business as a company. On top of that, we got a research centre at Sheridan Park. Interestingly enough, prior to that point in time, we had been looking at how we should establish research because we knew we had to do that if we were going to be in this business. So there was another opportunity. Lastly, but not least, we picked up some service stations in Ontario in those areas where we were not represented because of the way that we built. If you look in the major core area of downtown Toronto, we did not have stations there, because we were late entrants to the market. BP and Gulf had successfully bought early. The other thing is that they had better service stations in some of the northern parts of Ontario where we were not located. Therefore, from that asset perspective, it was very good.

[Traduction]

**M. Mayo:** Je répondrai à votre dernière question en premier. La décision est certainement venue de nous. Comme j'y ai moi-même participé, je suis assez bien renseigné là-dessus. Il ne fait aucun doute que l'acquisition de Gulf a été une bonne affaire pour Petro-Canada. Nous avons acheté les actifs de la société à un prix bien inférieur à leur valeur comptable. Il était évident que la société voulait se retirer du secteur en aval, et nombreux sont ceux qui diraient qu'elle a peut-être choisi la mauvaise voie au mauvais moment. Quoi qu'il en soit, cela a été pour nous une bonne affaire; permettez-moi de vous dire pourquoi...

**Le sénateur Hays:** Mais pas nécessairement rentable, d'après ce que vous nous avez dit de votre rendement pour le premier trimestre.

**M. Mayo:** Je vous expliquerai cela plus tard, sénateur. Permettez-moi d'abord de vous dire que les actifs que nous avons achetés ont comblé des lacunes importantes. Après avoir examiné ces dernières années nos activités, nous en étions à nous demander ce que nous pouvions faire pour les consolider et accroître notre part du marché de façon à être plus concurrentiels. Notre société n'a jamais eu qu'une part mineure du marché de l'ouest du Canada. Autrement dit, nous n'avions que 7 p. 100 ou 8 p. 100 de ce marché. Nous avions toujours regardé avec envie du côté de Gulf dans l'Ouest et, en faisant l'acquisition de cette société, nous avons acheté des installations, un réseau bien rationalisé, des détaillants importants et une raffinerie qui est sans doute une des meilleures de tout le pays et qui est située à Edmonton même. Avec tout cela, nous avons également obtenu un système de distribution, chose que nous n'avions pas. Il nous fallait, en fait, louer des locaux de Gulf pour assurer la mise en marché de nos produits, à cause de la façon dont Petro-Canada avait évolué. Ainsi, les affaires que nous avons faites dans l'Ouest nous ont assuré un système de distribution inégalable; nous nous sommes retrouvés avec une raffinerie, à Edmonton, qui est sans doute parmi les meilleures au pays, et nous avons comblé les vides dans nos divers réseaux—détaillants, exploitations agricoles et agents—à un point tel que nous sommes maintenant une force importante, et non plus les membres faibles du secteur.

Pour ce qui est de l'est du Canada, nous avons acheté une usine de lubrification à Clarkson, qui produit de l'huile à moteur hydrotraitée. C'est une usine qui utilise une technologie des plus modernes et durables et, encore une fois, nous avons voulu en faire l'acquisition parce que notre société n'avait pas encore sa propre usine de lubrification. D'autre part, nous avons fait l'acquisition d'un centre de recherche à Sheridan Park. Chose intéressante, nous nous demandions justement comment nous ferions pour nous doter d'une capacité de recherche parce que nous savions que nous devions faire quelque chose dans ce sens si nous voulions être actifs dans ce secteur d'activité. Ce fut une occasion rêvée. Enfin, nous nous sommes portés acquéreurs de certaines stations-service dans des régions de l'Ontario où Petro-Canada était absente à cause de la façon dont son réseau est constitué. En effet, nous n'avions pas de stations-service au cœur de Toronto parce que nous étions les derniers venus sur le marché. Les sociétés BP et Gulf s'y étaient implantées bien avant nous. D'autre part, ces deux compagnies avaient de meilleures stations-service dans

[Text]

Coming out of that, of course, are a number of synergies that we get, because when we look at our refineries and their refineries, there are some linkages that you can put together. You look at the fact that we had a lot of motor oil sales where we bought product from someone else. Now we can buy it from ourselves, so there is a great deal of synergy that will come out of that acquisition.

On the "con" side, we had some duplicate service stations, and we knew that, and we still have some duplicate service stations, and we talked earlier about the way in which we will handle the disposition of those service stations. These are not necessarily Gulf brand service stations, but duplicate service stations in the network. Obviously, we want to come out with the most efficient network to meet the consumers' needs. Therefore, we will be looking at the best outlets within the system.

One of the other things that we must deal with is the disposition and integration of people. Whenever you put two cultures together, that takes some time. You mentioned the first quarter and the results. What has happened, of course, is that Gulf has come over and we have been busily working on reorganization from myself right on down through the structure and we are now down well into the bowels of the company on the reorganization. We have looked at the service stations and we can tell you what we must do with some of the duplicate facilities; we know what to do with the terminals. By the time we are out of this year, we will either have done it or started on all of those synergies that are available to us.

The bottom line of that whole exercise is that Petro-Canada comes out as a significant force in the market. It is a Canadian company, fully integrated and quite efficient. One of the issues with the company in total was the way it was built. It has a large asset base that is greater than some of the competition because it was built with current purchase prices. In the case of Gulf, we bought it for less than book value, but that was not always the case. Therefore, when you are looking at return on capital employed, it might be a little tougher for us to catch one or two of the big guys, but we will sure get close, and very soon.

**Senato Hays:** That is quite a story. You have obviously thought about this. When you say you are now a significant force or a more significant force, would that equate to having a better market share?

**Mr. Mayo:** Yes sir.

**Senator Hays:** I wonder whether that is good for the competitive environment.

**Mr. Mayo:** Yes sir.

**Senator Hays:** It is good for Petro-Canada, I know, but is it good for the competitive environment?

[Traduction]

certaines régions du nord de l'Ontario où Petro-Canada n'était pas représentée. Par conséquent, du point de vue des nouveaux éléments d'actif que nous avons pu acquérir, l'achat de la société Gulf a été une bonne affaire.

Il en résulte, bien entendu, un certain nombre de synergies, parce que lorsque nous comparons nos raffineries aux leurs, nous nous apercevons que des liens peuvent être tissés. Petro-Canada devait acheter auprès d'autres pétrolières des quantités considérables d'huile à moteur. Elle peut désormais se suffire à elle-même à ce chapitre. Cette acquisition crée donc de nombreuses synergies.

Par contre, nous avons eu et nous avons encore des stations-service en double. Nous avons parlé un peu plus tôt de la façon dont nous nous en débarrasserons. Il ne s'agit pas nécessairement de stations-service Gulf, mais de stations-service en double dans le réseau. De toute évidence, nous voulons que notre réseau soit le plus efficace possible pour pouvoir répondre aux besoins des consommateurs. Nous chercherons donc à conserver les meilleurs points de vente au détail.

Nous devons également songer à la répartition et à l'intégration des employés. Il faut un certain temps pour intégrer deux groupes. Vous avez parlé du premier trimestre et des résultats obtenus. Il faut se rendre compte que nous venons d'acheter la société Gulf et que la réorganisation de Petro-Canada ne se fait pas du jour au lendemain. Nous progressons cependant très bien. Nous avons étudié le dossier des stations-service et je peux vous dire que nous devons nous défaire des installations en double. Nous savons ce que nous comptons faire avec les terminaux. D'ici la fin de l'année, nous aurons terminé ces réaménagements ou nous aurons commencé à profiter de toutes les synergies existantes.

Il ressort de cet exercice que Petro-Canada est devenue une force importante sur le marché. C'est une société canadienne entièrement intégrée et tout à fait efficiente. La façon dont la société Petro-Canada a été bâtie constituait un problème. La valeur de ses éléments d'actif est plus importante que celle de certains de ses concurrents parce que la société a été bâtie à des prix d'achat courants. Dans le cas de Gulf, le montant de la transaction a été inférieur à la valeur comptable, mais ce n'est pas toujours le cas. Par conséquent, si l'on examine le rendement des capitaux investis, on s'aperçoit qu'il nous est un peu plus difficile de rattraper un ou deux de nos principaux concurrents, mais nous nous rapprocherons d'eux, et très bientôt.

**Le sénateur Hays:** C'est toute une réponse. Vous y aviez manifestement déjà pensé. Lorsque vous dites que Petro-Canada est actuellement une force importante ou une force plus importante, croyez-vous que c'est parce que vous avez une meilleure part du marché?

**M. Mayo:** Oui, monsieur.

**Le sénateur Hays:** Je me demande si c'est bon pour la concurrence.

**M. Mayo:** Oui, monsieur.

**Le sénateur Hays:** Je sais que c'est à l'avantage de Petro-Canada, mais est-ce bon pour la concurrence?



[Text]

**Mr. Mayo:** Yes.

**Senator Hays:** In what way?

**Mr. Mayo:** Let me take the other side of it. BP got out of the business. I do not know what would have happened to them if they had not. They might have weathered down and sold their retail facilities, because, when they looked at it, there were lots of arguments whether they should sell the retail facilities and walk away. I know that we looked at what Gulf would get if they sold their facilities and walked away and forgot about selling gasoline. Fina got out of the business; Pacific 66 got out of the business. It is easy to assume that they have all disappeared. They have not; we have got them all and we have put them into one viable Canadian company, so I think you end up with a strong company. An inefficient company has a very tough time fighting in a marketplace. The inefficient will go to the wall and the fact that we have size now that we never had before allows us to spread our costs over a larger base and allows us to fight the day better.

**Senator Hays:** I have heard your great enthusiasm for it. I still wonder whether or not the effect of a larger corporation with greater control over the market does, in fact, benefit the consumer. I appreciate that it benefits the company.

In any event, I take it that you would be as enthusiastic for your bottom line as you are for the product line that you now have, plus the greater distribution system and that your downstream will perform better as a result of this situation. I suppose that is good for Petro-Canada.

There is not much time left, Mr. Chairman. I will pass and if there is some more time later on, I might come back.

**Senator Lefebvre:** I have something to ask on the first question, and also something that arose out of what Senator Hays has asked. You are the biggest retailer of gasoline now in Canada, as I understand it. In other words, you have the biggest share of the market?

**Mr. Mayo:** We sell more retail gasoline than anyone else. I think it is approximately 22 per cent in all markets. If you take urban markets, it is a bit more than that, but across the country I think it is approximately 22 per cent.

**Senator Lefebvre:** And I think you said you have approximately 5,000 outlets.

**Mr. Mayo:** We have 4,000 outlets, which represents 18 per cent of the outlets in Canada.

**Senator Lefebvre:** Of those 4,000, how many would you call independent? I am looking not only at those that you do not own but also at those who are not in consignment—those whom you do not have tied up with a 20-year mortgage, or other arrangements, who are, in effect, locked in, whether or not you own them on paper. Of those who own their own facilities—you may own the gas pumps, the underground storage tanks, your sign, and so on; that is quite possible—would half of them be completely independent?

[Traduction]

**M. Mayo:** Oui.

**Le sénateur Hays:** De quelle façon?

**M. Mayo:** Examinons les choses sous un angle différent. BP n'est plus. J'ignore ce qui lui serait arrivée si elle existait encore. Elle se serait peut-être effritée et ses dirigeants auraient vendu les points de vente au détail, parce qu'il y avait de nombreux arguments en faveur de la vente de ces derniers. Je sais que nous avons étudié ce que Gulf aurait obtenu si elle avait vendu ses installations et cessé de vendre de l'essence. Fina et Pacific 66 n'existent plus. On peut facilement croire que ces sociétés ont toutes disparu. En réalité, elles existent encore. Elles nous appartiennent et nous avons pu créer avec elles une société canadienne viable et, à mon avis, forte. Une société qui n'est pas efficace a beaucoup de difficulté à conserver sa place sur le marché. Ce sont toujours les sociétés inefficaces qui écoupent, et le fait que Petro-Canada soit devenue une grande société lui permet de répartir ses coûts sur une base élargie et de mieux encaisser les coups durs.

**Le sénateur Hays:** Je connais votre grand enthousiasme pour la société. Je me demande toutefois s'il est dans l'intérêt du consommateur d'avoir une grande société qui exerce un contrôle accru sur le marché. Je sais que c'est dans l'intérêt de votre société.

Quoi qu'il en soit, j'imagine que vous êtes tout aussi enthousiasmé par votre résultat net que par votre gamme de produits et votre réseau de distribution élargi, et que vos activités en aval seront plus rentables à la suite de cette acquisition. Je suppose que c'est bon pour Petro-Canada.

Il ne nous reste plus beaucoup de temps, monsieur le président. Je cède la parole à quelqu'un d'autre, et s'il reste du temps, je pourrai interroger de nouveau le témoin.

**Le sénateur Lefebvre:** J'ai quelque chose à vous demander au sujet de la première question, ainsi qu'à propos d'une question que le sénateur Hays vous a posée. Si je comprends bien, Petro-Canada est le plus gros détaillant d'essence au Canada à l'heure actuelle. En d'autres termes, vous détenez la plus importante part du marché?

**M. Mayo:** Nous vendons plus d'essence que toute autre société. Nous détenons environ 22 p. 100 du marché. Dans les régions urbaines, ce pourcentage est un peu plus élevé, mais dans l'ensemble du pays, il est d'environ 22 p. 100.

**Le sénateur Lefebvre:** Et je crois que vous avez environ 5 000 points de vente.

**M. Mayo:** Nous avons 4 000 points de vente, soit 18 p. 100 des points de vente au Canada.

**Le sénateur Lefebvre:** Combien de points de vente Petro-Canada appartiennent à des détaillants indépendants? Je ne parle pas seulement des points de vente qui ne vous appartiennent pas, mais aussi de ceux qui ne font pas des ventes en consignment, c'est-à-dire ceux qui ne sont pas liés à Petro-Canada par des contrats hypothécaires de 20 ans ou d'autres contrats, mais qui sont, en réalité, pris, peu importe qu'ils vous appartiennent ou non sur papier. Parmi les détaillants qui sont propriétaires des installations—vous pouvez être propriétaire des pompes, des réservoirs souterrains, de l'enseigne, etc., c'est tout



[Text]

**Mr. Mayo:** Fifty-five per cent of the outlets are owned by independent businessmen. We may own the sign, and we may have some gas in the tank, certainly, but they own them, 55 per cent.

**Senator Lefebvre:** And those 55 per cent would not be tied to you by mortgage or loans?

**Mr. Mayo:** They may be, and they may have chosen to be. We get people come in who have a service station and they want to make it into a self-serve. We will not put in the money unless there is going to be a return. They may want to do that, and so we may loan them money.

**Senator Lefebvre:** That is my point: Of that 55 per cent, perhaps half of them have a 25-year mortgage with Petro-Canada, with a clause that prevents them from paying it off.

**Mr. Mayo:** I doubt that there would be half, and I do not know that there are clauses that say they cannot pay it off.

**Senator Lefebvre:** I am saying that there may be less than 1,000 of your outlets which are completely independent. In other words, they may have a contract with you. That's fine; but they may have a 30-day clause in there that if they do not agree with your marketing methods, or they feel that they can get a better price elsewhere, you can give them 30 days notice or they can. But the person who has a 20-year or 25-year mortgage with you cannot do that. That is why I am saying they are not completely independent. As a rough guess, there may be less than 1,000 who are able to do that.

**Mr. Beauregard:** Senator, I believe, on the question of mortgage, that the industry generally speaking will allow a dealer to repay his mortgage if he wishes to do so. The old practice, which is now quite ancient, of tying someone up for 25 years because of a mortgage really is not in place any more.

**Senator Lefebvre:** I believe, Mr. Mayo, that you forgot this part of my question. I mentioned the fact that one of the majors—I think it was Shell—said the opposite to what you have told us today. We were told that they are making money in the present situation, but they feel that they have to keep some of that. They cannot give it all back to the consumer at the pumps. They need some of that money to pay their shareholders and other expenses, because they have had some hard times. In your presentation today you have told us that you are not making money in the present situation. Why would Shell be able to make money in the present situation? After all, you are a free enterprise company, and yet you are not making money.

**Mr. Mayo:** First, I cannot comment on Shell's operation. Only they know how they are doing. With regard to whether

[Traduction]

à fait possible—combien sont entièrement indépendants? La moitié?

**M. Mayo:** Cinquante-cinq pour cent des points de vente au détail appartiennent à des hommes d'affaires indépendants. L'enseigne peut nous appartenir, de même que l'essence dans les réservoirs, mais les points de vente leur appartiennent.

**Le sénateur Lefebvre:** Et ces détaillants indépendants ne seraient pas liés à Petro-Canada par un contrat hypothécaire ou un emprunt?

**M. Mayo:** Certains peuvent l'être parce qu'ils l'ont voulu ainsi. Des détaillants viennent nous voir parce qu'ils veulent transformer leur station-service en station libre-service. Nous consentons à les aider financièrement à condition de faire des profits. S'ils acceptent, nous pouvons leur consentir un prêt.

**Le sénateur Lefebvre:** Voilà où je voulais en venir. Vous dites que 55 p. 100 des stations-service appartiennent à des détaillants indépendants, mais peut-être que la moitié d'entre eux sont liés à Petro-Canada par un contrat hypothécaire de 25 ans dans lequel une clause leur interdit de rembourser le solde de l'hypothèque.

**M. Mayo:** Je doute que ce soit le cas de la moitié des détaillants indépendants et que cette clause existe vraiment.

**Le sénateur Lefebvre:** Je veux dire qu'il y a peut-être moins de 1 000 détaillants Petro-Canada qui sont tout à fait indépendants. Autrement dit, ils peuvent être liés par contrat avec vous. Tant mieux. Toutefois, ce contrat peut prévoir une clause en vertu de laquelle le détaillant a 30 jours pour aviser Petro-Canada de son désaccord au sujet des méthodes de commercialisation employées ou de son intention de s'approvisionner à meilleur prix ailleurs. Toutefois, les détaillants qui ont contracté une hypothèque de 20 à 25 ans ne peuvent pas faire la même chose. C'est la raison pour laquelle je dis qu'ils ne sont pas complètement indépendants. Grosso modo, il pourrait y avoir moins de 1 000 détaillants vraiment indépendants.

**M. Beauregard:** Sénateur, à propos de cette question d'hypothèque, je crois que l'industrie dans son ensemble permet à un détaillant de rembourser son hypothèque s'il le désire. L'époque où un détaillant était lié pendant 25 ans à une société pétrolière à cause d'une hypothèque est depuis longtemps révolue.

**Le sénateur Lefebvre:** Je crois, monsieur Mayo, que vous avez oublié de répondre à une partie de ma question. J'ai mentionné tout à l'heure qu'un représentant de l'une des grandes sociétés pétrolières, je crois que c'était Shell, a dit exactement le contraire de ce que vous venez de dire. Celui-ci nous a affirmé que la compagnie faisait des profits dans la situation actuelle, mais estimait qu'elle ne pouvait pas réduire d'autant les prix à la pompe. Elle doit garder une partie des profits pour verser des dividendes à ses actionnaires et pour payer d'autres dépenses, parce qu'elle a traversé des périodes difficiles. Dans votre exposé d'aujourd'hui, vous nous avez dit que la chute des prix n'avait pas été rentable pour Petro-Canada. Pourquoi en serait-il autrement pour Shell? Petro-Canada est une entreprise de marché, mais pourtant elle ne fait pas d'argent.

**M. Mayo:** Premièrement, je ne peux pas parler des activités de la compagnie Shell au nom de ses dirigeants. Eux seuls con-

[Text]

we are making money, I never said that we were not making any money. I said that the industry is making about 3 per cent return on capital employed, and because of how we have grown, we are not doing as well. I did not say that we were not making any money. In fact, we are making money—not a lot, but we are positive.

**Senator Lefebvre:** Perhaps I misread what you said.

**Mr. Mayo:** I think you will find that I said it was 3 per cent and that it was inadequate.

**Senator Lefebvre:** You said that the drop in price would cut cash flow on earnings significantly. That was mentioned on page 7 of your brief.

**Mr. Mayo:** We are talking in a gross sense, from the point of view of the whole corporation. Mr. Twist may wish to comment on that.

**Senator Lefebvre:** On page 11 you said that in recent months the refiners had taken substantial losses because competition, driven by consumer expectations, had driven retail prices down faster than the reduction in the cost of crude. I took that to mean that you were not making money right now.

**Mr. Mayo:** I can understand that. I made a comment later to the effect that the February decrease was a little early and a little more. We were three months into the year and we were not faced with this crazy crude problem in January. The phenomenon really only hit us in February and March when there was a certain amount of public outcry about why prices did not fall, because we had seen crude fall nearly 50 per cent. Certainly prices are down, and if we keep going on the way we are going we will have some tough days ahead of us. But we also have some more months than just March in our current year.

**Senator Lefebvre:** Senator Lucier mentioned that he had been, from the outset, a supporter of the establishment of Petro-Canada. So have I. I think it was important at that time that Canada have a national oil company. But the consumer is now asking himself "What good has it done for the average Canadian motorist?" He can go to Shell, Esso, Texaco, or any of the other major multinationals, and fill up with gasoline, and pay the same price that he is paying at Petro-Canada. In other words, we were all great believers in the importance of establishing Petro-Canada. For the long-term security for Canada I think it still is important. You state in your annual report—this was signed by Mr. Hopper:

... we recognize that the loyalty of Canadians remains fundamental to our success. The people of Canada have shown they appreciate our Canadian presence in the marketplace.

And so on. What I am hearing is that the average Canadian consumer is not sure about that any more.

**Mr. Mayo:** There are three or four points to be made there. First, if you take the market shares of the companies that we

[Traduction]

naissent la situation. Deuxièmement, en ce qui concerne Petro-Canada, je n'ai jamais dit que la société ne faisait pas de profits. J'ai dit que le taux de rendement des capitaux investis par l'industrie était d'environ 3 p. 100, et qu'étant donné la façon dont Petro-Canada s'est développée, elle n'obtenait pas d'aussi bon résultats. Je n'ai jamais dit que nous ne réalisions aucun profit, au contraire. Ils ne sont cependant pas très élevés, mais nous demeurons confiants.

**Le sénateur Lefebvre:** J'ai peut-être mal compris vos propos.

**M. Mayo:** J'ai parlé du chiffre de 3 p. 100 et j'ai dit qu'il était très bas.

**Le sénateur Lefebvre:** A la page 5 de votre mémoire, vous dites que la chute des cours du pétrole réduira sensiblement l'autofinancement et la rentabilité de Petro-Canada.

**M. Mayo:** Je parle de la société dans son ensemble. M. Twist pourrait vous en dire plus long à ce sujet.

**Le sénateur Lefebvre:** A la page 9, vous dites qu'au cours des derniers mois, les raffineurs ont accusé des pertes substantielles parce que la concurrence, exacerbée par les attentes des consommateurs, a fait baisser les prix au détail plus rapidement que la réduction du coût du brut. J'en ai déduit que vous ne faisiez pas de profits pour le moment.

**M. Mayo:** Je comprends cela. J'ai dit un peu plus loin dans mon exposé que la baisse du prix de l'essence en février a été un peu trop précipitée et un peu trop prononcée. A peine trois mois venaient de s'écouler dans la nouvelle année, et nous n'avions pas eu à faire face au problème de la chute du prix du brut en janvier. La situation est devenue véritablement difficile pour nous en février et en mars, lorsque la population s'est mise à dénoncer le maintien des prix à la pompe, tandis que le prix du brut avait baissé de près de la moitié. Certes, les prix ont baissé, mais si la situation ne change pas, il faudra se préparer à traverser des moments difficiles. Heureusement, il n'y a pas que le mois de mars dans notre exercice.

**Le sénateur Lefebvre:** Le sénateur Lucier a dit tout à l'heure qu'il était dès le début en faveur de la création de Petro-Canada. Je croyais moi aussi qu'il était important, à l'époque, que le Canada ait une société pétrolière nationale. Toutefois, l'automobiliste canadien moyen se demande maintenant à quoi sert Petro-Canada. Il peut acheter de l'essence chez Shell, Esso, Texaco ou une autre multinationale, et payer le même prix qu'à une station-service Petro-Canada. Autrement dit, nous étions tous convaincus qu'il fallait créer Petro-Canada. Je crois que l'existence de Petro-Canada demeure importante pour la sécurité à long terme du Canada. Dans le rapport annuel de la société, à la fin du message du président du conseil, M. Hopper, on peut lire ceci:

... nous admettons que la fidélité des Canadiens reste essentielle à notre réussite. Les consommateurs du pays ont montré qu'ils sont favorables à notre présence sur le marché canadien.

Et ainsi de suite. D'après ce que j'ai entendu, le consommateur canadien moyen n'en est plus sûr du tout.

**M. Mayo:** Permettez-moi de préciser trois ou quatre choses. Premièrement, si vous additionnez les parts du marché des

*[Text]*

acquired, and add them up, and then look at the share we have today, you will find that it is greater. If you look at market research, you will find acceptance of Petro-Canada as an entity in the Canadian marketplace. It is highly regarded. Government has the problem that it is not well liked. We also have that problem. But by and large, when you grow in the market share, that means that you have some acceptance from the consumer. He must be satisfied with the offering you are making in the competitive marketplace, vis-a-vis the other competitors. They are, in fact, coming to us. There are some major differences between us and some of the others. The company is owned by the government. The benefits that are accrued stay in Canada. The cash that is generated stays in Canada, to assist with the resource end of the business, to provide some cash to that end. I guess the paradox that you throw at us is that when consumers are asked the question, they say they would like to see the Petro-Canada price lower, but they do not want to see us lose money.

**Senator Lefebvre:** Exactly.

**Mr. Mayo:** That is very tough to do. If I take the price down three cents, and the next day all of the other guys take it down three cents, and then I take it down another three cents and they all take it down three cents, all of us are losing a good deal of money, and that is not good for Canada or for Petro-Canada.

**Senator Lefebvre:** But I would like to see it for a weekend, or so, anyway.

**Mr. Mayo:** I know that. It depends on the forces in the marketplace. We have promoted and done certain things and given some of our competition a fair fight. I believe that the consumers have been well served by Petro-Canada. The results show that. Obviously I get complaint letters like everyone else, and we get busy to try to solve the problems.

**Mr. Beauregard:** There is no way that the marketplace will sustain a lower price by Petro-Canada for any length of time whatsoever. We led, or were very close to, all of the decreases that have happened since February 20. The forces in the marketplace have made everyone pretty well equal in relation to price, other than a few pockets here and there. That is a phenomenon that you will always find, particularly with the very strong share of the market that we have. We were involved in bringing the price down well before the crude had gone through the system. So we did entertain some major losses over a couple of months of this year. That has not been accepted by the media or by many of the pressure groups. They do not appreciate that fact. It is only today that the decrease of eight cents to 11 cents, that Mr. Mayo mentioned, equates somewhat to the decrease in the crude that has taken place from the beginning of that particular decrease. So that out-of-step situation meant major losses for Petro-Canada and for the industry over that period of time.

**Senator Hays:** What do you think would be a fair return for your downstream?

**Mr. Mayo:** I have been asked that many times. The simplest answer is that Canada Savings Bonds pay 9.5 per cent. You

*[Traduction]*

sociétés que nous avons achetées et que vous preniez la part que nous détenons aujourd'hui, vous constaterez qu'elle est beaucoup plus importante. Si vous examinez la situation sur le plan de la recherche, vous constaterez que Petro-Canada est acceptée en tant qu'entité sur le marché canadien. Elle jouit d'une très grande estime. A l'instar des gouvernements, notre société n'est pas toujours bien perçue par la population. Mais généralement parlant, toute société qui élargit sa part du marché a, dans une certaine mesure, la confiance du consommateur. Celui-ci doit être satisfait des produits qu'elle offre sur le marché, comparativement aux autres concurrents. Les consommateurs viennent à nous. Il y a d'énormes différences entre Petro-Canada et certains de ses concurrents. La société appartient au gouvernement. Les bénéfices qu'elle réalise demeurent au Canada. Les rentrées de fonds demeurent au Canada et sont investies dans le secteur primaire. La situation est néanmoins paradoxale. Les consommateurs voudraient que Petro-Canada baisse ses prix, mais ils ne veulent pas que la société perde de l'argent.

**Le sénateur Lefebvre:** Exactement.

**M. Mayo:** C'est très difficile. Si Petro-Canada baisse le prix de l'essence de 3 cents, tous ses concurrents feront la même chose le lendemain. Si la société baisse de nouveau ses prix de 3 cents, ses concurrents en feront autant. Toutes les pétrolières perdront beaucoup d'argent, ce qui n'est pas à l'avantage du Canada ou de Petro-Canada.

**Le sénateur Lefebvre:** Pourquoi ne pas baisser les prix au moins pour une fin de semaine?

**M. Mayo:** Tout dépend des forces du marché. Nous avons fait certaines choses et avons livré une chaude lutte à nos concurrents. Je crois que les consommateurs sont bien servis par Petro-Canada. Les résultats le montrent. Évidemment, je reçois des plaintes comme tout le monde, mais nous cherchons activement à régler les problèmes.

**M. Beauregard:** Le marché ne pourrait en aucune façon emboîter le pas à Petro-Canada si la société décidait de baisser ses prix. Nous avons presque toujours été les premiers à baisser nos prix depuis le 20 février. A quelques exceptions près, les pétrolières sont presque toutes sur un pied d'égalité en ce qui concerne les prix. Il s'agit d'un phénomène constant, surtout à cause de la très grande part du marché que nous détenons. Petro-Canada a fait baisser les prix bien avant que le brut ne franchisse toutes les étapes de la transformation. C'est la raison pour laquelle nous avons subi des pertes importantes pendant un ou deux mois. Les médias et de nombreux groupes de pressions n'ont pas accepté ces pertes. Ils ne comprennent pas la situation. C'est aujourd'hui seulement que la baisse de 8 à 11 cents dont M. Mayo a parlé traduit la baisse du prix du brut qui s'est produite au début de l'année. Étant donné ce décalage, Petro-Canada et l'industrie en général ont subi des pertes importantes durant cette période.

**Le sénateur Hays:** Quel devrait être, selon vous, le taux de rendement souhaitable de vos activités en aval?

**M. Mayo:** On m'a posé cette question maintes et maintes fois. La réponse la plus simple que je puisse vous donner est la



[Text]

just have to put your money in the bank. Given that we have some risk, it should be more than that.

**Senator Hays:** You do not have a figure in mind. Do you have a target? I guess Esso was the only one that was forthcoming about its performance downstream. I do not know whether or not it is segregated by department—is it?

**Mr. Mayo:** Yes; we publish the results downstream. We do not segment them all of the way down to the bottom, because it gets to be very complicated to explain in an annual report. We measure the return on capital employed, and we look at all of our working capital, the same as any company would, on a month-to-month basis.

**Senator Hays:** So we will be able to monitor this great success. This is not so much a question as it is an observation—but perhaps you would comment. Is your greater profitability downstream going to do us some good in having better developed Canada lands; or will you just conduct yourself in a businesslike way by making the most money you can? Do you have an objective there?

**Mr. Mayo:** Yes, we have. Really, the downstream is to spin cash off for the upstream. We also need some cash ourselves for environmental things; but the drive is there. We get asked that every month. Mr. Twist might like to comment on that, and he can comment also on your other comments regarding synthetics.

**Mr. Twiss:** I think the simple answer to your question is "Yes". Our investment program is constrained to some extent by the amount of cash flow that we generate internally. We supplement that with outside sources of funds on an appropriate basis. Clearly, if the downstream is able to earn more, that will facilitate a larger investment program. Clearly, if the downstream is able to earn more, it will facilitate a larger investment program. This company is a major participant in all the future energy development areas of Canada, including east coast, offshore oil and gas, the oil sands in Alberta and also energy deposits in the north. Clearly, we are interested in the development of those projects when it is appropriate, both from Canada's point of view and our point of view. The timing will depend largely on the economics of the projects and, to some extent, the willingness of companies such as ourselves and governments to go ahead with them.

**The Chairman:** Gentlemen, this is the first time you have been before this committee and we wish to thank you and hope that you will be back before too long.

Senator Balfour, would you take the Chair, please?

**Senator James Balfour** (*Deputy Chairman*) in the Chair.

**The Deputy Chairman:** Members of the committee, we have with us Mr. L.D. Woodruff, Chairman of the Board, Ultramar Canada Inc. He has tabled a brief which I hope you have had an opportunity to peruse. He does not intend to read it, but I

[Traduction]

suivante: les obligations d'épargne du Canada rapportent 9,5 p. 100 d'intérêt. Il suffit simplement de mettre l'argent à la banque. Comme nous devons prendre des risques, notre taux de rendement devrait être plus élevé.

**Le sénateur Hays:** Vous n'avez donc pas de chiffre en tête. Avez-vous un objectif? La société Esso est la seule qui s'est montrée disposée à parler de son rendement dans le secteur en aval. J'ignore si le taux de rendement est calculé par division.

**M. Mayo:** Nous donnons les résultats nets. Nous ne calculons pas le rendement de chaque division, car ce serait très difficile à expliquer dans un rapport annuel. Nous calculons le rendement des capitaux utilisés, et nous étudions notre fonds de roulement tous les mois, comme le ferait une entreprise.

**Le sénateur Hays:** Vous pourrez donc surveiller ce grand succès. Il s'agit plutôt d'observations, mais peut-être pourriez-vous quand même en parler. Si vous obtenez un taux de rendement plus élevé dans le secteur en aval, allons-nous en profiter en termes d'exploitation des terres du Canada, ou allez-vous vous comporter comme la plupart des entreprises et chercher à faire le plus de profits possible? Avez-vous un objectif à ce chapitre?

**M. Mayo:** Oui, nous en avons un. En réalité, les fonds dont a besoin le secteur en amont proviennent du secteur en aval. Nous avons également besoin d'argent pour des questions environnementales, mais la volonté est là. On nous pose cette question tous les mois. M. Twiss pourrait vous en dire plus long à ce sujet, et parler aussi des produits synthétiques.

**M. Twiss:** Je réponds à votre question par l'affirmative. Notre programme d'investissement est limité dans une certaine mesure par nos rentrées de fonds. Au besoin, nous allons chercher de l'argent ailleurs. De toute évidence, si le secteur en aval devient plus rentable, notre programme d'investissement prend plus d'importance. Petro-Canada participe activement aux activités de prospection du Canada, qu'il s'agisse du pétrole et du gaz au large de la côte est, des sables bitumineux de l'Alberta ou des dépôts d'énergie dans le Nord. Ces projets nous intéressent lorsqu'ils nous apparaissent avantageux tant pour le Canada que pour Petro-Canada. D'autre part, la réalisation de ces projets dépend en grande partie de facteurs économiques et, dans une certaine mesure, de la volonté de sociétés comme la nôtre et des gouvernements d'y donner suite.

**Le président:** Messieurs, c'était la première fois que vous comparaisiez devant le Comité. Nous vous en remercions et espérons avoir le plaisir de vous revoir dans un avenir rapproché.

Sénateur Balfour, auriez-vous l'obligeance de prendre place au fauteuil?

**Le sénateur James Balfour** (*vice-président*) occupe le fauteuil.

**Le vice-président:** Messieurs les membres du Comité, nous accueillons maintenant M. L. D. Woodruff, président du Conseil, Ultramar Canada Inc. M Woodruff a déposé un mémoire dont vous avez pu, j'espère, prendre connaissance. Il ne compte

[Text]

think it would be appropriate to have a motion to append it today's proceedings.

**Senator Lucier:** I so move.

**The Deputy Chairman:** Is it agreed, honourable senators?

**Hon. Senators:** Agreed.

*(For text of brief, see Appendix, page 26A:1)*

**Senator Lefebvre:** Mr Woodruff, I am interested in the operations of your refinery at Quebec City. Where does most of the crude for that refinery come from? Does it all come from offshore or just some of it or do you use Canadian crude?

**Mr. L. D. Woodruff, Chairman of the Board, Ultramar Canada Inc.:** Not every refinery is on the pipeline, so in normal circumstances we are not able to run Canadian crude economically. From time to time we have purchased Canadian crude and traded it for offshore crude with somebody in the United States who wanted it. We have moved Canadian crude into Montreal and then taken it to the refinery and, indeed, in times of stress in the past, we have actually moved it from Vancouver through the Panama Canal to Montreal. However, under normal circumstances that refinery is fed by foreign crude.

**Senator Lefebvre:** In the present situation with the rapid decrease in the price of oil on the international spot market, have you been able to take advantage of the prices offered or have you been tied into long-term contracts and unable to do so? In other words, were you able to jump in right away and import into your refinery near Quebec City lower priced crude as the prices dropped and, as a result, have an advantage that perhaps other refineries in Canada have not had because of their contracts with Canadian crude suppliers?

**Mr. Woodruff:** Most of the Canadian crude is moved on a pretty short term basis. Certainly we have no significant long term contracts. Most of our crude is bought on the spot market. You make it sound a lot easier than it actually is.

**Senator Lefebvre:** I am sure that you will explain it better.

**Mr. Woodruff:** For instance, we have at least 90 days of inventory in our system at a given time, so buying crude ahead of time, moving it into our refineries then to our depots and out to the customer, gives us a pretty significant exposure to problems. When you buy crude you try to have in mind an idea of its value when you actually sell the products you make from it. You do not always guess right. For instance, we will receive in May some crude that I bought in January and early February that we thought would be cheaper in May, but it certainly will not be cheaper.

You say that the crude market is continuing to fall. In fact, the crude market is bouncing. For instance, in April Brent crude went from a low of \$10.50 to \$13 or \$13.50. Today, West Texas crude is selling on the spot market in New York

[Traduction]

pas en faire la lecture, mais je crois qu'il serait approprié de présenter une motion pour l'annexer aux délibérations de ce jour.

**Le sénateur Lucier:** J'en fais la proposition.

**Le vice-président:** Êtes-vous d'accord, honorables sénateurs?

**Des voix:** D'accord.

*(Pour le texte du mémoire, voir la page 26A:1 de l'appendice).*

**Le sénateur Lefebvre:** Monsieur Woodruff, j'aimerais que vous nous parliez des activités de votre raffinerie de Québec. D'où provient la majeure partie du brut qui y est raffiné? Provient-il en totalité ou en partie de l'étranger, ou utilisez-vous du brut canadien?

**Monsieur L. D. Woodruff, président du Conseil, Ultramar Canada Inc.:** Les raffineries ne sont pas toutes reliées à des pipelines et, en temps normal, nous ne pouvons nous approvisionner en brut canadien à des prix compétitifs. À l'occasion, nous achetons du brut canadien et l'échangeons pour du brut étranger avec des Américains. Nous le faisons venir jusqu'à Montréal, puis l'acheminons à la raffinerie. Nous avons même déjà reçu à Montréal du brut provenant de Vancouver qui avait été acheminé par le canal de Panama lorsque nous avons traversé des périodes difficiles. Toutefois, dans des circonstances normales, nous utilisons du brut étranger.

**Le sénateur Lefebvre:** À l'heure actuelle, étant donné la baisse rapide du prix du pétrole sur le marché au comptant international, avez-vous pu profiter de la baisse des prix ou étiez-vous lié par des contrats à long terme? Autrement dit, avez-vous pu saisir l'occasion d'importer à votre raffinerie de Québec du brut dont le prix avait baissé, et, par conséquent, avez-vous joui d'un avantage que peut-être d'autres raffineries canadiennes n'ont pas eu à cause des contrats les liant à des fournisseurs canadiens de brut?

**M. Woodruff:** La majeure partie du brut canadien est acheminée à très court terme. Nous ne sommes certainement pas liés par des contrats à long terme. Nous achetons la majeure partie de notre brut sur le marché au comptant. À vous entendre, on croirait que la situation est beaucoup plus facile qu'elle ne l'est en réalité.

**Le sénateur Lefebvre:** Je suis sûr que vous pouvez être plus clair.

**M. Woodruff:** À titre d'exemple, nous avons toujours des stocks d'au moins 90 jours, de sorte que lorsque nous achetons du brut à l'avance, et que nous l'acheminons à nos raffineries, à nos dépôts puis aux clients, nous sommes très exposés aux problèmes. Lorsqu'une société achète du brut, elle doit avoir une idée du prix auquel le produit final sera vendu. Nos prévisions ne sont pas toujours les bonnes. Ainsi, nous recevons en mai du brut que j'ai acheté en janvier et au début de février parce que nous pensions payer moins cher en mai, mais ce ne sera certainement pas le cas.

Vous dites que le prix du brut continue de chuter. En réalité, le marché du brut est instable. En avril, le prix du baril de brut Brent est passé de 10,50 \$ à 13 \$ ou 13,50 \$. Aujourd'hui, le baril de brut de l'Ouest du Texas se vend 14,90 \$ sur le marché



[Text]

for \$14.90 as opposed to \$11, \$12 or whatever it was last week. So we are not able to look at our buying as a stable easy flow and to say, "Here is the price, here is the cost when it lands at our gate and here is what we will get for it". We have been badly damaged by the falling crude prices.

**Senator Lefebvre:** You have said that, on the average, by the time you make the deal it takes 90 days?

**Mr. Woodruff:** It takes longer than that. From the time we own the crude it takes about 90 days. It takes 90 days for the crude to go through the terminals, through the depots and to the customers. There is tankage everywhere in the system, that is one of the things that ensures we have enough product around.

**Senator Lefebvre:** Is the capacity at your refinery a month's supply, for example, or a six-week supply? How much do you hold there to feed your refinery, in other words?

**Mr. Woodruff:** To feed the refinery we would probably have a two-month supply, although I am guessing at those numbers because I do not think of them in this way. You must remember that we do not make everything at the same time. We build up inventories of gasoline in the winter and distillate in the summer. That is not just crude but a crude end product. It then moves to one of our many marine terminals. These products, for the sake of economy, move in fairly large vessels. We move big batches, not things that we make in the course of a day. Some of the terminals that we serve are frozen in for the winter, so that causes additional delays. The product then goes out to the customer. If we happen to own the gasoline or oil in his tank or if it is at one of our truck stops, a delay of another two or three weeks is incurred. On average, we run slightly in excess of 90 days, which was the case the last time I looked a few weeks ago.

**Senator Lefebvre:** I just want to be clear on the 90 days to which you refer. Suppose that you make a deal tomorrow with a country like Venezuela. Suppose that, tomorrow morning at 8 o'clock eastern time, you contract to buy 50,000 barrels.

**Mr. Woodruff:** No, let us say 650,000 barrels—that is part of the problem. These things come in big packages. Furthermore, we do not make a deal in a day. It takes a little time to set up a deal. You have to get a willing seller; he will tell you when you have to have a vessel lined up. Those things take time and must be done beforehand. But you will commit yourself on a specific day ahead of time without really knowing what the price is going to be on that day. If you do know what the price will be on that day, it means that you have taken a gamble and have likely made a price different from the spot price that day.

That product is then put on a boat and moved to the refinery. That means a vessel time of seven to 10 days, depending on the weather. We take it off into the refinery and run a balanced mix of crudes there, so we are bringing different

[Traduction]

au comptant de New York, comparativement à 11 \$ ou 12 \$ la semaine dernière. Il nous est impossible de savoir à l'avance combien nous devrions déboursier et de dire: «Voici le prix du brut, voici ce qu'il nous coûte lorsqu'il arrive à nos installations et voici ce que nous en obtiendrons». Nous avons été très éprouvés par la chute des prix du brut.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous avez dit que, en moyenne, il faut 90 jours pour effectuer la transaction?

**M. Woodruff:** Il faut plus longtemps. Il faut environ 90 jours une fois que nous nous sommes portés acquéreurs du brut. Il faut 90 jours pour que le brut passe par les terminaux et les dépôts et se rende jusqu'aux clients. Il y a des réservoirs partout dans le réseau, ce qui nous permet d'avoir suffisamment de produits.

**Le sénateur Lefebvre:** Dans votre raffinerie, avez-vous des approvisionnements pour un mois, par exemple, ou pour six semaines? En d'autres termes, combien d'approvisionnements gardez-vous pour alimenter votre raffinerie?

**M. Woodruff:** Nous aurions probablement des approvisionnements pour deux mois, bien que j'émette une hypothèse, car ce n'est pas la façon dont je calcule ces choses. Vous devez vous rappeler que nous ne faisons pas tout en même temps. Nous accumulons en hiver des stocks d'essence que nous distillons en été. Il ne s'agit pas seulement de brut, mais de produits aboutissant à du brut. Ils sont ensuite transportés à l'un de nos nombreux terminaux maritimes. Par souci d'économie, ces produits sont transportés dans des navires assez gros. Nous transportons de grosses quantités, ce que nous fabriquons au cours d'une journée. Certains terminaux que nous desservons ne sont pas accessibles l'hiver, de sorte que cela cause des retards supplémentaires. Le produit est ensuite acheminé vers le client. Si nous possédons l'essence ou le pétrole qui se trouve dans le réservoir du client, ou si le produit est à l'un de nos arrêts de camions, il se produit un autre retard de deux ou trois semaines. En moyenne, il faut un peu plus de 90 jours, ce qui était le cas la dernière fois que j'ai vérifié, il y a quelques semaines.

**Le sénateur Lefebvre:** Je veux éclaircir les choses sur les 90 jours dont vous faites mention. Présignons que vous effectuerez demain une transaction avec un pays comme le Venezuela. Supposons que, demain matin à 8 heures, heure de l'Est, vous concluez un contrat pour acheter 50 000 barils.

**M. Woodruff:** Non, disons 650 000 barils—cela fait partie du problème. Ces produits viennent en grandes quantités. En outre, nous n'effectuons pas une transaction en une journée. Il faut du temps pour préparer une transaction. Il faut trouver un vendeur; il vous dira à quel moment il faut faudra faire mouiller un navire dans le port. Ces préparatifs prennent du temps mais sont nécessaires. On prend un engagement pour une date donnée, sans réellement savoir quel sera le prix ce jour-là. On fait alors une gageure et il est probable qu'on fixe un prix qui diffèrera du prix du marché au comptant ce jour-là.

Le produit est ensuite chargé à bord d'un navire et transporté jusqu'à la raffinerie. Le transport prend entre sept et dix jours, selon les conditions atmosphériques. Nous débarquons le produit à la raffinerie et y fabriquons un mélange équilibré de



[Text]

crudes in all the time. Our average tank at the refinery is more than half full so that we have enough to keep running. Those crudes are then turned into a number of intermediates, which either get further treatment or are blended to make the final material that we will sell. It then gets moved by vessel to Montreal, Chicoutimi or wherever else we are going to move it. It is often taken from there to some smaller intermediate point for farmers or dealers for farm agents.

I am saying that, by the time we have taken title to a crude and have to account for the money, slightly over 90 days in our timetable have been accounted for.

**Senator Lefebvre:** That would be about the same amount of time it takes for Alberta crude to reach Montreal through the system, according to what we have been told.

**Mr. Woodruff:** I do not think that that would be just to get the crude to Montreal.

**Senator Lefebvre:** We have been told it takes 60 to 90 days to get the crude to the consumer.

**Mr. Woodruff:** I would not be surprised. Perhaps we have a little more trouble than the average company because we have deep water ports and have to use big vessels instead of pipelines and trucks. But that is not abnormal for the industry.

**Senator Lefebvre:** Is your refinery now running at full capacity? What is considered to be full capacity in the industry?

**Mr. Woodruff:** It is currently shut down for turn-around, but when we open it again later this month it will be running at full capacity.

**Senator Lefebvre:** What would that be in terms of barrels per day?

**Mr. Woodruff:** That would be in the range of 100,000 barrels per day.

**Senator Lefebvre:** This committee has heard various statements made by different people, some of whom maintain that there is an underproduction or underrefining capacity in Quebec. Others maintain that there was an overrefining capacity in Quebec. Would you give us your viewpoint on this in the light of the shutdown of the Gulf refinery in Montreal? Is there a current undercapacity to serve Quebec?

**Mr. Woodruff:** The Department of Energy, Mines and Resources has issued a very good study on this matter and I recommend it to the members of this committee. It covers the subject thoroughly, and I agree with the conclusions reached therein.

**Senator Lefebvre:** What are those conclusions, in brief?

**Mr. Woodruff:** In essence the study concludes that, in rough balance, Quebec is well served.

**Senator Lefebvre:** The closing of that refinery has not resulted in less competition?

**Mr. Woodruff:** It is my belief that the competition has actually been improved. Two companies, Gulf and ourselves, were

[Traduction]

bruts, de sorte que nous y apportons toujours des bruts différents. Notre réservoir moyen à la raffinerie est plus qu'à la moitié plein, si bien que nous avons assez de brut pour poursuivre les opérations. Ces bruts sont ensuite transformés en un certain nombre d'intermédiaires, qui subissent un autre traitement ou sont mélangés pour devenir le produit définitif que nous vendrons. Ce dernier est ensuite transporté par navire à Montréal, à Chicoutimi ou ailleurs. Il est souvent transporté à un point intermédiaire plus petit, pour les agriculteurs ou pour des détaillants qui le destinent à des agents agricoles.

Ainsi, à partir du moment où nous devenons propriétaires du brut jusqu'à celui où nous devons rendre compte des fonds engagés, il s'écoule un peu plus de 90 jours.

**Le sénateur Lefebvre:** Selon ce qu'on nous a dit, il faut le même délai pour que le brut de l'Alberta atteigne Montréal par le réseau.

**M. Woodruff:** Je ne crois pas que ce serait seulement le temps qu'il faut pour acheminer le brut jusqu'à Montréal.

**Le sénateur Lefebvre:** On nous a dit qu'il faut de 60 à 90 jours pour acheminer le brut jusqu'au consommateur.

**M. Woodruff:** Je n'en serais pas étonné. Peut-être éprouvons-nous un peu plus de difficultés qu'une société moyenne, car nos ports sont profonds et nous devons utiliser de gros navires au lieu de pipelines et de camions. Mais c'est normal pour l'industrie.

**Le sénateur Lefebvre:** Votre raffinerie fonctionne-t-elle actuellement à plein rendement? Qu'est-ce qui est considéré comme un plein rendement dans l'industrie?

**M. Woodruff:** Elle est actuellement fermée pour subir une révision complète, mais lorsque nous la rouvrirons plus tard ce mois-ci, elle fonctionnera pleine rendement.

**Le sénateur Lefebvre:** Combien produira-t-elle de barils par jour?

**M. Woodruff:** Environ 100 000 barils par jour.

**Le sénateur Lefebvre:** Le Comité a entendu les témoignages de diverses personnes, certaines ayant soutenu qu'il y a une sous-production ou une sous-capacité de raffinage au Québec. D'autres prétendent le contraire. Pourriez-vous nous donner votre point de vue à ce sujet, à la lumière de la fermeture de la raffinerie Gulf à Montréal? Y a-t-il actuellement une sous-capacité pour desservir le Québec?

**M. Woodruff:** Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a publié une très bonne étude de cette question et je recommande aux membres du Comité d'en prendre connaissance. Elle traite à fond du sujet, et je suis d'accord avec les conclusions qu'en dégage.

**Le sénateur Lefebvre:** En bref, quelles sont ces conclusions?

**M. Woodruff:** En substance, l'étude conclut qu'à tout prendre, le Québec est bien desservi.

**Le sénateur Lefebvre:** La fermeture de cette raffinerie n'a-t-elle pas eu pour effet de réduire la concurrence?

**M. Woodruff:** Je suis convaincu que la concurrence a en fait augmenté. Deux sociétés, Gulf et la nôtre, avaient de la diffi-

[Text]

struggling to barely keep alive. There is now one company operating there, which has more of a chance at success, and this should give more competition at the level of Shell, Petro-Canada, Imperial and Texaco.

**Senator Lefebvre:** Turning to the retail side of your operation, are most of the outlets selling Ultramar products owned by your company, are they independent or is there a mixture?

**Mr. Woodruff:** We have about 1500 outlets and something well under a third of those are company owned. The balance of those are dealer operations and they cover a complete gamut, running from completely independent people who have nothing from us to people who take our pumps and signs to people with whom we have some longer term arrangements by which to improve their facilities, and so on. In addition to that, we are large suppliers of independents—people who use their own names on the stations. We are sizeable in that market and supply a large number of these people. I do not know the exact number of such outlets, but they make up a good percentage of our output both in gasoline and in heating fuel.

**Senator Lefebvre:** You import a lot of crude. You also import refined product, as well, do you?

**Mr. Woodruff:** We import and export refined products.

**Senator Lefebvre:** Why is that? Is it because your one refinery is not large enough or diversified enough to supply your customers?

**Mr. Woodruff:** No, we are in rough balance with our customer demand. The reason is one of pure economics. From time to time, it is cheaper to make gasoline and to import distillate or to make distillate and to import gasoline or to sell any excess that you are making at any given time to the United States. Our refinery does not operate on a smooth production pattern, and I think the same applies to most other refineries. We change crudes from time to time and this changes our output. Swings in our sales which are not anticipated account for that. We also buy and sell in the United States, which is one thing I would like to comment further on.

Everyone is talking about free trade these days. In our business, there already is free trade. Crude, gasoline and distillate all pour into this country with absolutely no protection whatsoever. In trying to go back the other way, there is a charge on crude which is sufficient to inhibit movement into the U.S.

**Senator Lefebvre:** You say there is a charge?

**Mr. Woodruff:** There is a duty levied per barrel which works out to be close to a cent per litre.

**Senator Lefebvre:** Is it correct that there is a group in Congress which is trying to increase that amount?

**Mr. Woodruff:** I hear that. In that case, I would like to see us get an exemption from that duty. I would hope there is

[Traduction]

culté à se maintenir à flot. Il y a maintenant au Québec une société en activité qui a beaucoup de chances de succès, et elle devrait être plus en mesure de soutenir la concurrence avec Shell, Petro-Canada, Imperial et Texaco.

**Le sénateur Lefebvre:** Pour passer aux points de vente au détail, la plupart des points de vente qui écoulent des produits Ultramar appartiennent-ils à votre société, sont-ils indépendants, ou les deux?

**M. Woodruff:** Nous avons quelque 1 500 points de vente et beaucoup moins d'un tiers d'entre eux appartiennent à la société. Le reste appartient à une gamme complète de détaillants, allant de personnes entièrement indépendantes auxquelles nous ne donnons rien, à des personnes qui empruntent nos pompes et nos enseignes, en passant par des personnes avec lesquelles nous avons conclu des ententes à plus long terme afin qu'elles puissent améliorer leurs installations. En outre, nous sommes de gros fournisseurs d'indépendants—de personnes qui affichent leur nom sur les stations-service. Nous sommes assez gros sur ce marché et nous approvisionnons un nombre considérable de ces personnes. J'ignore le nombre exact de ces points de vente, mais ils représentent un bon pourcentage de notre production d'essence et de mazout.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous importez beaucoup de brut. Vous importez également des produits raffinés, n'est-ce pas?

**M. Woodruff:** Nous importons et exportons des produits raffinés.

**Le sénateur Lefebvre:** Pourquoi? Est-ce parce que votre raffinerie n'est pas assez grande ou diversifiée pour approvisionner vos clients?

**M. Woodruff:** Non, nous répondons dans l'ensemble à la demande de notre client. La raison en est purement économique. De temps à autre, il coûte moins cher de produire de l'essence et d'importer des produits distillés ou de fabriquer des produits distillés et d'importer de l'essence, ou de vendre aux États-Unis tout excédent qu'on produit à un moment donné. La production de notre raffinerie n'est pas toujours égale, et je pense que cela vaut aussi pour la plupart des autres raffineries. Nous changeons de brut de temps à autre, ce qui modifie également notre production. Il se produit alors des fluctuations imprévues dans nos ventes. Nous achetons et vendons également aux États-Unis, et je voudrais formuler des observations à ce sujet un peu plus tard.

Tout le monde parle de libre-échange ces temps-ci. Dans notre entreprise, on pratique déjà le libre-échange. Le brut, l'essence et les produits distillés arrivent tous dans le pays sans aucune protection, quelle qu'elle soit. Lorsque nous tentons d'exporter du brut, on y impose des droits qui suiffisent à en entraver l'acheminement vers les États-Unis.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous dites qu'on y impose des droits?

**M. Woodruff:** On impose des droits d'un cent le litre environ sur chaque baril.

**Le sénateur Lefebvre:** Est-il vrai qu'il y a un groupe au sein du Congrès qui essaie d'augmenter ces droits?

**M. Woodruff:** C'est ce qu'on me dit. Si c'est le cas, j'aimerais qu'on soit exempté de ces droits. J'espère qu'il existe un

[Text]

some way in which we could do the same thing so that we could stay under that umbrella with them. I am not suggesting that we should go into a tariff position ourselves, although if senators refer to our submission, they will see the tariffs applied elsewhere in the world, some of which are phenomenally high. Our industry gets no protection of any sort and one of the problems is the incremental nature of the business. It costs us something like \$70 million for the first litre out of the refinery. Nobody wants to buy it. From then on, after all of the fixed costs are covered—costs such as wages, the fixed charge on the refinery, the taxes and so on—then there is a temptation to sell the next barrel at a price which will provide at least some additional contribution to overhead. These same forces apply to all of the people selling into our market from offshore. All of the refiners who are export oriented—and there are many—or those who have excess capacity look upon Canada with glee because they can sell in this market with no tariff. They have no difficulty getting into this market, so they can sell at their marginal cost or just over it. This sets the level at which the refining business has to live in this country. I do not know what other witnesses have told you, but in my whole life in this business there has never been a time when the industry has made a decent return on capital. Last year, according to the government's figures, it was under 2 per cent. Over the last five years it has been 3.4 per cent. That is absolutely disastrous for the people who are involved in the business.

**Senator Lefebvre:** Can I take it from what you are saying that there is a danger that Canada is being used as a dumping ground?

**Mr. Woodruff:** I do not know if "dumping ground" would be the right term to use. Domestic refiners do the same thing. If we have some opportunity to sell where we do not think it will influence our market, we will do so. That is one of the appealing things about a foreign market—you can put a lot of product in there and you do not really care what happens to the price because you can back out quite quickly if you want to.

**Senator Lefebvre:** Are you talking about surplus product?

**Mr. Woodruff:** "Surplus" is not the right word to use. It is a product people can make incrementally.

**Senator Lefebvre:** Could you give us an example of that?

**Mr. Woodruff:** If we were running the refinery at 70,000 barrels a day, as we were before we bought Gulf, we find ourselves trying to cover all of our fixed costs with those 70,000 barrels. If we could manage to sell another 30,000 barrels, we could do so without incurring any new fixed costs, so there is a great desire to sell those extra barrels. If I tried to sell those in the Canadian market, I would drive the prices down to where they were before or lower, so I would not make the amount I was making previously.

**Senator Lefebvre:** At the present time, there is a tariff in the U.S. which deters Canadians from going to that market. Where do you get rid of that incremental?

[Traduction]

moyen de faire la même chose et de conclure un arrangement avec eux. Je ne dis pas que nous devrions imposer nous-mêmes des tarifs, mais les sénateurs pourront voir, en consultant notre mémoire, les tarifs qui sont imposés ailleurs dans le monde. Certains sont onéreux. Notre industrie ne bénéficie d'aucune protection et l'accroissement des prix constitue un de nos problèmes. Le premier litre sorti de la raffinerie nous coûte près de 70 millions de dollars. Personne ne veut l'acheter. Une fois que tous les coûts fixes sont payés—Les salaires, les frais fixes de raffinage, les taxes, etc.—on a ensuite envie de vendre le prochain baril à un prix qui nous permettra au moins d'assumer une partie de nos frais généraux. Ces mêmes facteurs s'appliquent à tous les étrangers qui écoulent leur produit sur notre marché. Tous les raffineurs qui exportent leur produit—et il y en a beaucoup—ou ceux qui ont des surplus lorgnent le Canada parce qu'ils peuvent y écouler leur produit sans payer de tarifs. Ils ont facilement accès au marché canadien et peuvent vendre leur produit à un coût marginal, ou à un prix légèrement supérieur à celui-ci. C'est ce qui permet de fixer le niveau pour les raffineurs, du pays. Je ne sais pas ce que les autres témoins vous ont dit, mais je n'ai jamais vu l'industrie réaliser des profits convenables depuis que je travaille dans ce secteur. D'après les données du gouvernement, ses profits l'année dernière étaient inférieurs à 2 p. 100. Ils ont été de 3,4 p. 100 au cours des cinq dernières années. Il s'agit là d'une situation absolument désastreuse pour ce secteur.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous dites donc que le Canada risque d'être utilisé comme un lieu où l'on pratique le «dumping»?

**M. Woodruff:** Je ne sais pas si on peut employer cette expression. Les raffineurs canadiens font la même chose à l'étranger. Si nous avons l'occasion d'écouler notre produit sur un marché qui ne risque pas de perturber le nôtre, nous allons le faire. Voilà un des attraits du marché étranger—vous pouvez écouler une grande partie de votre produit sur ce marché et vous moquer des fluctuations de prix parce que vous pouvez vous retirer très rapidement si vous le voulez.

**Le sénateur Lefebvre:** Parlez-vous du pétrole produit en surplus?

**M. Woodruff:** «Surplus» n'est pas le bon mot. Il s'agit d'un produit dont on peut accroître la production.

**Le sénateur Lefebvre:** Pouvez-vous nous donner un exemple?

**M. Woodruff:** Si nous produisons 70 000 barils par jour, comme nous le faisons avant d'acheter la société Gulf, nous tenterions d'assumer tous nos coûts fixes avec ces 70 000 barils. Si nous pouvions vendre 30 000 barils de plus, nous pourrions le faire sans assumer de nouveaux coûts, ce qui est donc fort tentant. Si j'essayais d'écouler ces barils sur le marché canadien, je ramèrerais les prix à leur niveau antérieur, ou je les diminuerais davantage, de sorte que je ne réaliserais pas les mêmes profits qu'avant.

**Le sénateur Lefebvre:** Les États-Unis imposent actuellement un tarif qui n'incite aucunement les Canadiens à écouler leur produit sur ce marché. Comment faites-vous pour vous débarrasser de ce surplus?



[Text]

**Mr. Woodruff:** I really do not have a good place besides the U.S. The U.S. tariff, fortunately, is low enough that on occasion I can sell in that market. I do not have much of that incremental any more. I now have my refinery full with the purchase of Gulf.

**Senator Hays:** My question really follows from that of Senator Lefebvre dealing with product imported into Canada. In your statement, reference is made to The Economist Intelligence Unit of the *Economist* magazine, which details the growth of Middle East export oriented refineries. You say that by 1990, the mid-East refineries will have capacity to produce approximately 2 million barrels per day for export and that this would be harmful. What should we do about that?

**Mr. Woodruff:** I do not know. The last thing I want is more government in my business, so I really look upon government assistance with a jaundiced eye. When some of that product has already arrived in the New York harbour, fortunately it has been priced with the rest of the product there and is not in such large measure this time that it is causing problems, but it certainly has real potential for causing the refining industry to have difficulties.

One of the things I think that cause us some problem is that people look on the refining market business as part of the upstream oil business, and it really has no connection with it other than the fact that they make a product which we buy and use. The situation is no different, really, than the shoe store which sells shoes and its connection with the Alberta ranch that produces the cows whence comes the leather to make the shoes. We are a manufacturing, distributing and retail industry and the raw material that we get is only one of our problems, and the competition that we get from offshore is the same as the shoe people get from offshore shoe companies. If we cannot hack it, perhaps it is best that they come in in this way and that the Canadian people have the opportunity to buy the cheapest product. So far, we have had to match all of these prices.

**Senator Hays:** Is it your concern that a mid-east producer can refine and bring product in here and beat you with crude oil that you import and refine here?

**Mr. Woodruff:** Yes, he can.

**Senator Hays:** Why is he able to do that? I would have thought that you would have at least been very competitive.

**Mr. Woodruff:** Let us look at what he has done. He has the oil in the ground and he does not even look at profit or present value or anything else in the way we do. If he does not sell that oil in the ground, he does not have any money so he wants ways to sell it. If he can turn that into something in his country, in a refinery in his country, paying wages in his country, instead of keeping these people on the dole, and if he can get his raw material at an administered price, at any price he

[Traduction]

**M. Woodruff:** Je n'ai pas vraiment de marché plus intéressant que celui des États-Unis. Le tarif américain, heureusement, est assez bas pour me permettre d'écouler à l'occasion, mon produit sur ce marché. Je n'ai plus autant de surplus qu'avant. Ma raffinerie fonctionne à plein rendement avec l'achat de Gulf.

**Le sénateur Hays:** Ma question se rattache à celle du sénateur Lefebvre relative aux produits importés au Canada. Vous avez fait allusion, dans votre déclaration, à la *Economist Intelligence Unit* de la revue *Economist*, qui donne un exposé détaillé de la croissance des raffineries du Moyen-Orient qui exportent leur produit. Vous dites que d'ici 1990, les raffineries du Moyen-Orient pourront produire chaque jour près de deux millions de barils destinés à l'exportation, et que cela risque de nous nuire. Que devons-nous faire pour remédier à cette situation?

**M. Woodruff:** Je l'ignore. Je ne veux pas que le gouvernement intervienne davantage dans ce secteur; je me méfie de l'aide qu'il peut nous fournir. Lorsqu'une partie du pétrole arrive au port de New York. Son prix, heureusement, est fixé en fonction du reste du marché. La quantité de pétrole reçue n'est pas assez grande pour que cela nous cause des problèmes. Toutefois, cela peut nuire à l'industrie du raffinage.

Une des choses qui nous préoccupent, c'est que les gens considèrent que le raffinage fait partie des opérations en amont. Il n'existe aucun lien de ce genre entre les deux, sauf que les raffineurs fabriquent un produit que nous achetons et utilisons. La situation n'est pas vraiment différente de celle du magasin de chaussures ou encore du ranch en Alberta qui s'occupe d'élever des vaches et donc de produire le cuir nécessaire pour fabriquer les chaussures. Nous sommes une industrie de fabrication, de distribution et de détail et la matière première que nous obtenons ne représente qu'un de nos problèmes. La concurrence de l'étranger est la même que celle à laquelle sont exposés les fabricants de chaussures. Si nous ne pouvons faire face à la situation, il est peut-être préférable que cela se passe ainsi pour que les Canadiens aient l'occasion d'acheter le produit le moins cher qui soit. Nous avons été obligés, jusqu'à maintenant, de vendre nos produits aux mêmes prix que nos concurrents.

**Le sénateur Hays:** Croyez-vous qu'un producteur du Moyen-Orient puisse raffiner et exporter son produit ici et le vendre à un meilleur prix que le pétrole brut que vous importez et raffinez ici?

**M. Woodruff:** Oui, il le peut.

**Le sénateur Hays:** Qu'est-ce qui lui permet de le faire? Je pensais que vous auriez été, au moins, très compétitifs.

**M. Woodruff:** Voyons un peu comment il a procédé. Il a le pétrole sous terre et ne s'intéresse même pas aux profits ou à sa valeur actuelle, comme nous le faisons. S'il ne vend pas ce pétrole, il ne réalise pas de profits. Donc, il veut le vendre. Il peut le raffiner dans son propre pays, verser des salaires à des travailleurs de son pays plutôt que de les garder au chômage, et s'il peut obtenir sa matière première à un prix réglementé, au prix qu'il veut, s'il peut utiliser du gaz de torche des champs

[Text]

wants, and if he can use flare gas from the gas fields for all of his energy needs, then he is doing very well. Energy costs me \$2.50 a barrel at the refinery. If he gets that free and if he does not care about the value of money the way we do, he can put that in a big vessel and bring it over and not worry about the fact that he has his money tied up for 60 or 90 days. He has a lot of advantages in that way. Therefore if he wants, he can get in there.

He can also get in in other ways. He can come and make some kind of deal with refiners that he will provide crude if they will run his crude for a special rate and split the profit or take some kind of a net-back deal on it.

**Senator Hays:** Why is that not happening? Is it because of political instability in that area that prevents him from doing this?

**Mr. Woodruff:** It is happening; it is just not happening very much here yet because we are small. However, that product is sure going into the U.S. and they are making net-back deals all over. We have not been able to make one that we like yet but—

**Senator Hays:** I understand that the Saudis are selling some oil on a net-back basis.

**Mr. Woodruff:** Yes.

**Senator Hays:** You have not been successful in that—

**Mr. Woodruff:** We have not been able—

**Senator Hays:** Why is that?

**Mr. Woodruff:** We cannot really get a good measure of the market price which we would use. The market in New York is big enough that it cannot be easily manipulated by someone; the Montreal market is too small to be 100 per cent representative, so it is hard to get a definition. We have to bring the crude in in small vessels because our refineries cannot take the big VLCCs—that is, very large crude carriers. Some of the others come in and break bulk somewhere in the Bahamas and then get closer to their refineries. There are a lot of reasons that just have not made it economical for us.

**Senator Hays:** Therefore looking at it from a downstream perspective exclusively, where you are a manufacturer; your word spreads and there is a potential serious threat in your view from the Middle East—

**Mr. Woodruff:** We have had a serious potential threat—and it is not potential—from our own industry. We are all competing so strongly that no one is making any money.

**Senator Hays:** I was more concerned about the mid-East because, as part of the Western Accord as I understand it, we were still required to use our own product.

**Mr. Woodruff:** No, that is not true. Prior to the Western Accord not only could gasoline be freely imported into this country, and was, but the government paid a higher subsidy to people who brought in gasoline than they paid to people who brought in crude.

**Senator Hays:** Even west of the Ottawa Valley?

[Traduction]

pétroliers pour produire toute l'énergie dont il a besoin, il se tire très bien d'affaires. L'énergie coûte 2,50 \$ le baril à la raffinerie. S'il peut l'obtenir gratuitement et s'il ne s'intéresse pas à la valeur de l'argent comme nous nous y intéressons, il peut mettre son produit dans un grand navire, l'apporter ici et ne pas s'inquiéter du fait que son argent est gelé pendant 60 ou 90 jours. Cette façon de procéder lui procure beaucoup d'avantages. Donc, s'il le veut, il peut procéder ainsi.

Il peut également procéder autrement. Il peut conclure une entente avec les raffineurs, leur fournir du pétrole brut s'ils acceptent de l'écouler à un prix spécial et partager les profits ou réaliser des profits nets.

**Le sénateur Hays:** N'est-ce pas comme cela que ça se passe? Est-ce l'instabilité politique de cette région qui l'empêche de procéder de cette façon?

**M. Woodruff:** C'est ce qui se passe ici, quoique dans une plus faible mesure, parce que nous sommes petits. Toutefois, ce produit se rend aux États-Unis et partout, on réalise des profits. Nous n'avons pas encore été en mesure de conclure une entente qui nous satisfasse mais...

**Le sénateur Hays:** Je crois comprendre que les Arabes vendent une partie de leur pétrole en réalisant des profits.

**M. Woodruff:** Oui.

**Le sénateur Hays:** Ce que vous n'avez pas réussi à faire.

**M. Woodruff:** Nous n'avons pas pu...

**Le sénateur Hays:** Pourquoi?

**M. Woodruff:** Nous ne pouvons pas vraiment prévoir le prix de ce que nous utiliserions. Le marché de New York est trop important pour pouvoir être manipulé facilement; celui de Montréal est trop petit pour être vraiment représentatif, de sorte qu'il est difficile de se faire une idée. Nous devons donc acheminer le brut par petits pétroliers, parce que nos raffineries ne peuvent pas accueillir les très grands transporteurs de brut. Certains autres arrivent et, quelque part dans les Bahamas, répartissent leur cargaison entre de plus petits pétroliers qui, eux, se rapprochent des raffineries. Des tas de faits expliquent pourquoi ce n'est pas rentable pour nous.

**Le sénateur Hays:** D'un strict point de vue d'aval, étant donné que vous êtes un fabricant, votre tâche s'alourdit et vous sentez une grave menace potentielle du Moyen-Orient...

**M. Woodruff:** Nous avons connu de très graves menaces, et je ne parle pas de menaces potentielles, de la part de notre propre industrie. Nous nous livrons tous une telle concurrence que personne ne fait le moindre profit.

**Le sénateur Hays:** Je songeais surtout au Moyen-Orient, parce que, en raison de l'accord de l'Ouest, tel que je le comprends, nous étions encore tenus d'utiliser nos propres produits.

**M. Woodruff:** Non, ce n'est pas vrai. Avant l'accord de l'Ouest, non seulement on pouvait importer librement de l'essence ici, et on le faisait, mais le gouvernement subventionnait plus généreusement les importateurs d'essence que les importateurs de brut.

**Le sénateur Hays:** Même à l'ouest de l'Outaouais?



[Text]

**Mr. Woodruff:** Any place. That Ottawa Valley line has been long gone. While we had the NEP going, people were bringing in both distillate and gasoline and getting a higher subsidy than the people who brought in crude to manufacture it into distillate and gasoline and the only thing that stopped the whole world from pouring in and taking real advantage of that was that it was kind of complicated and you had to fill in a pile of forms, and not everyone understood them.

**Senator Hays:** The nontariff barrier.

**Mr. Woodruff:** That is right. Now, we have no barrier at all, but at least we do not pay a subsidy that is higher than the crude subsidy.

**Senator Hays:** The forms are gone now.

**Mr. Woodruff:** Some of the forms are gone, I am glad to say.

**Senator Hays:** On page 5, you say and I quote:

It is Ultramar's view that the Federal Department of Regional Industrial Expansion should assume a much larger degree of responsibility for public policy affecting the oil refining and marketing industry by developing an appropriate set of industry-specific policies.

I wonder if you could elaborate on that?

**Mr. Woodruff:** My own view is that I would like to be left alone, but I would like to be left alone by the industry people instead of the energy people, because when I am tagged on with the energy activity, the only thing that gets any real attention is the upstream. The downstream people have problems of many kinds and one of the problems that I am really trying to address these days is this problem of tariff in the U.S., and I am hoping that we will at least have some discussion with the Americans along the lines that their tariff and ours should be the same. I would prefer them to be zero, but at least I would like them to be the same so that we get into their famous level playing field.

**Senator Lucier:** Mr. Chairman, the question that I had was specifically the one that was just asked. However, I have one other thing I wanted to ask for clarification. Mr. Woodruff, you said that we have free trade here in Canada. What you meant was that we have half of free trade. It is free in one direction.

**Mr. Woodruff:** That is correct, it is free coming in.

**Senator Lucier:** But it is not free going to anywhere else.

**Mr. Woodruff:** That is right.

**Senator Lucier:** I just wanted to ask that for clarification. Thank you.

**Mr. Woodruff:** That is absolutely true.

**Senator Lefebvre:** Perhaps I could just ask a supplementary, and I am glad Senator Lucier mentioned that again. Are you telling us that, when we talk about the negotiations which will begin between Canada and the U.S., this is one subject among

[Traduction]

**M. Woodruff:** Partout. La ligne de démarcation de l'Outaouais n'existe plus depuis longtemps. Pendant la durée du Programme énergétique national, les gens importaient du distillat et de l'essence et touchaient des subventions supérieures à celles des importateurs du brut qui transformaient celui-ci en distillat et en essence. La seule chose qui a retenu le monde entier d'accourir, pour profiter à fond de cette situation, c'est que l'affaire était assez complexe et qu'il fallait remplir un tas de formulaires que tout le monde ne comprenait pas.

**Le sénateur Hays:** La barrière non tarifaire.

**M. Woodruff:** C'est juste. Maintenant, nous n'avons plus aucune barrière, mais au moins nous ne payons pas de subvention supérieure à celle du brut.

**Le sénateur Hays:** Les formulaires ont disparu.

**M. Woodruff:** Certains ont disparu, et je m'en réjouis.

**Le sénateur Hays:** A la page 5, vous dites:

De l'avis d'Ultramar, le ministère de l'Expansion industrielle régionale devrait assumer une plus grande responsabilité dans la définition de la politique visant les secteurs du raffinage et de la commercialisation du pétrole, en établissant un ensemble de lignes directrices régissant précisément l'industrie pétrolière.

Pourriez-vous préciser cette affirmation?

**M. Woodruff:** J'aimerais qu'on me laisse tranquille, c'est-à-dire que les gens de l'industrie, plutôt que les responsables du secteur énergétique, me laissent tranquille. Je n'aime pas être assimilé au monde de l'énergie, parce que les seuls qui retiennent vraiment l'attention sont les gens du secteur d'amont. Or, l'aval a aussi des problèmes de toutes sortes. L'un de ceux que j'essaie vraiment de résoudre ces jours-ci est celui du tarif américain. J'espère d'ailleurs que nous aurons au moins quelques entretiens avec les responsables américains afin de nous entendre pour que leurs tarifs soient les mêmes que les nôtres. Je préférerais qu'on les annule, mais je me réjouirais si leurs tarifs étaient au moins les mêmes que les nôtres. Nous pourrions alors traiter sur un pied d'égalité.

**Le sénateur Lucier:** Monsieur le président, vous venez tout juste de poser la question que j'avais en tête. J'aimerais néanmoins demander une autre précision. Monsieur Woodruff, vous dites qu'ici au Canada nous pratiquons le libre-échange. Vous voulez dire que nous pratiquons le libre-échange à moitié. Il n'est libre que dans un sens.

**M. Woodruff:** C'est juste, il est libre à l'entrée.

**Le sénateur Lucier:** Il n'est pas libre à la sortie.

**M. Woodruff:** C'est juste.

**Le sénateur Lucier:** C'est ce que je voulais vous entendre préciser. Je vous remercie.

**M. Woodruff:** C'est tout à fait vrai.

**Le sénateur Lefebvre:** J'aimerais poser une autre question, et je me réjouis que le sénateur Lucier ait reparlé de cela. Croyez-vous que, à l'ouverture des négociations entre le Canada et les États-Unis, nous devrions débattre entre autres



[Text]

many that should be put on the table if we are talking about freeing up trade? They have been complaining about our lumber and a few other things, and I must say that this is the first time I have heard about this. Perhaps I should have known, but I do not recall reading about it. I do not think the majority of Canadians would even be aware that there is a problem for you to send products to the U.S. but that there are no barriers at all for products coming into Canada from anywhere in the world. Is that correct?

**Mr. Woodruff:** That is correct.

**Senator Lefebvre:** I would imagine that your voice in the industry, whether it is CPA or IPAC or perhaps yourselves, have made this known to the negotiators that this is one thing that they must put on the table?

**Mr. Woodruff:** Let me go back to what I said earlier about wanting to get into the industry portfolio instead of into the energy portfolio. The downstream has no voice. It has no association that speaks for it. We do not even talk to each other. This is a highly-competitive part of the business. The organizations that you have mentioned are all upstream organizations. When the big integrated companies get to dealing with their problems with the government, they go in order of their priority. The priority of a small tariff in the U.S. is a lot less than letting the gas in, so that gets the last mention, if at all. It gets the attention of the energy department at the last, if at all, and yet when you look at the size of our industry as a manufacturing industry, as a distribution industry, as a retail industry, it is very sizeable in this country and we get no attention to that specific part of the industry at all.

**Senator Lefebvre:** How many jobs are we talking about?

**Mr. Woodruff:** That is a very hard thing to say.

**Senator Lefebvre:** I am talking about people such as yourselves who are in the upstream only and have no voice right now.

**Mr. Woodruff:** I would guess that there is probably something in the order of 15,000 or 20,000 people in that part of the industry for the oil companies, and I am just guessing. However, you should then immediately add all of the people who derive their livelihood from the business. There are all of the service stations and their help; there are all of the farm agents and their help; all of the delivery agents and their help; all of the home heat activities and their help and, in our own company, we are looking at a factor of more than 20.

**Senator Lefebvre:** Also, you could add in there another group that came before us who said that they had no voice at all and that is the small producers in Canada, about 400 of whom do not feel they have a voice through IPAC or anybody else.

**Mr. Woodruff:** I am afraid I am not competent to discuss that.

[Traduction]

choses de ce sujet si nous avons réellement l'intention de libéraliser le commerce? On s'est plaint à propos de notre bois de construction et de quelques autres éléments, mais c'est la première fois que j'entends parler de ceci. J'aurais peut-être dû le savoir, mais je ne me souviens pas avoir lu quoi que ce soit à ce sujet. Je pense, du reste, que la majorité des Canadiens ignorent aussi qu'il vous est difficile d'expédier des produits aux États-Unis alors qu'aucune barrière n'empêche les produits de quelque pays que ce soit d'entrer au Canada, est-ce exact?

**M. Woodruff:** C'est exact.

**Le sénateur Lefebvre:** J'aurais supposé que vous ou votre porte-parole, qu'il s'agisse de l'Association pétrolière du Canada ou de l'Association pétrolière indépendante du Canada, auriez fait savoir aux négociateurs que c'est un élément dont il faut discuter?

**M. Woodruff:** Permettez que je revienne à ce que j'ai déjà dit au sujet de la volonté de se rapprocher des préoccupations de l'industrie plutôt que de celles du secteur de l'énergie. Le secteur d'aval n'a pas voix au chapitre. Il n'est représenté par aucune association. Nous ne nous parlons même pas les uns les autres. C'est un secteur très concurrentiel. Les organisations dont vous avez parlé sont toutes des organisations d'amont. Quand les grosses sociétés intégrées entreprennent de traiter de leurs problèmes avec le gouvernement, elles s'en tiennent à leur propre ordre de priorité. La question de la réduction du tarif américain importe beaucoup moins que l'autorisation de laisser entrer l'essence. C'est donc la dernière préoccupation, si c'en est une. La question est portée à l'attention du ministère de l'Énergie en dernier lieu, quand elle l'est. Même si notre secteur industrie a, dans notre pays, une importance considérable sur le plan de la fabrication, de la distribution et de la vente au détail, il ne retient pas du tout l'attention de cet autre secteur de l'industrie.

**Le sénateur Lefebvre:** De combien d'emplois est-il question?

**M. Woodruff:** C'est très difficile à dire.

**Le sénateur Lefebvre:** Je pense à des gens comme vous qui en faites partie que du secteur d'amont et qui n'ont actuellement aucune voix au chapitre.

**M. Woodruff:** Je dirais que ce groupe de sociétés pétrolières donne du travail à 15 000 ou 20 000 personnes. Il faut toutefois ajouter tous les autres qui gagnent aussi leur vie grâce à ce secteur. Les exploitants de stations-service et leurs employés; les agents des agriculteurs et leurs employés; les agents de livraison et leurs employés; les entreprises de chauffage résidentiel et leurs employés. Notre propre société a un facteur de multiplication de plus de 20.

**Le sénateur Lefebvre:** On pourrait aussi ajouter un autre groupe qui a comparu devant nous et qui disait n'avoir aucune voix au chapitre, celui des petits producteurs du Canada. Quatre cents d'entre eux estiment ne pas pouvoir se faire entendre par l'intermédiaire de l'Association pétrolière indépendante du Canada ni de qui que ce soit.

**M. Woodruff:** Je crains de ne pas pouvoir me prononcer là-dessus.

**[Text]**

**Senator Hays:** Perhaps I could tag on a question, Mr. Chairman with respect to crude supply. Can you tell us, Mr. Woodruff, what percentage of your crude is now coming from offshore?

**Mr. Woodruff:** Today, it is 100 per cent.

**Senator Hays:** How does that compare with a year ago?

**Mr. Woodruff:** We have taken a package—

**Senator Hays:** Or pre-dating the Western Accord?

**Mr. Woodruff:** We have taken a very small package or two of western crude under special circumstances but, in the norm, none at all. We are not on the pipeline; there is no way to get it to us.

**Senator Hays:** I understand that; I just wanted to confirm it.

**Mr. Dean Clay, Technical Advisor to the Committee:** Mr. Woodruff, if I might open with the subject of refinery exchange agreements, for example the agreement that Gulf had with Texaco prior to that refinery closure, which I understand was for 30,000 barrels per day and a 15-year agreement. Does Ultramar enter into exchange agreements of this sort?

**Mr. Woodruff:** Yes, we do.

**Mr. Clay:** With whom and to what extent? For example, if I drive into your Ottawa service station to buy gasoline, am I buying from a different company than your own?

**Mr. Woodruff:** You would likely be getting our own there, but we have exchange agreements for Quebec against Montreal, against Halifax, against Toronto, for instance, with several in the industry.

**Mr. Clay:** When Petro-Canada took over the exchange agreement with Texaco, presumably that facilitated the shut down of the Gulf refinery, since that agreement had to be honoured in some fashion. What is the typical length of time for an exchange agreement of this sort?

**Mr. Woodruff:** Looking at the facility of that, I am not 100 per cent sure that that is true, because I do not know whether the agreement permitted the closure of the contract coincident with going out of business. Gulf had planned to close that refinery and get out of the refining business in eastern Canada and whether or not that was tied into the exchange agreement, I do not know. I am sorry, what was the other half of your question?

**Mr. Clay:** What is the typical length of an exchange agreement of this sort?

**Mr. Woodruff:** It depends. If it was something that was vital to us that calls for a lot of planning and change in facilities and so on, perhaps five years with options for renewal. We have exchanges of all sorts. We have exchanges for parcels whereby we give the other person some now and take it back in three months in order to help people get over things. We have exchanges for a year; we have exchanges for a location; for a time. We are spread out over a variety of arrangements.

**[Traduction]**

**Le sénateur Hays:** Peut-être devrais-je ajouter une question, monsieur le président, au sujet de l'approvisionnement en brut. Pourriez-vous nous dire, monsieur Woodruff, quel pourcentage de brut nous vient de l'étranger?

**M. Woodruff:** Actuellement, c'est la totalité.

**Le sénateur Hays:** Comment cela se compare-t-il à l'an dernier?

**M. Woodruff:** Nous avons acheté—

**Le sénateur Hays:** Ou avant l'accord de l'Ouest.

**M. Woodruff:** Nous avons acheté de très petites quantités de brut de l'Ouest dans des circonstances spéciales, mais, en général, nous n'en achetons pas du tout. Le pipe-line ne se rend pas jusqu'à nous et il n'existe aucune façon de nous y brancher.

**Le sénateur Hays:** Je comprends cela, je voulais tout simplement vous l'entendre dire.

**M. Dean Clay, conseiller technique auprès du Comité:** Monsieur Woodruff, j'aimerais aborder le sujet des accords de réciprocité entre les raffineries, par exemple celui que Gulf avait signé avec Texaco avant la fermeture de cette raffinerie, contrat qui prévoyait à ce qu'on m'a dit 30 000 barils par jour et devait s'étendre sur 15 ans. Ultramar conclut-elle des accords de ce genre?

**M. Woodruff:** Oui.

**M. Clay:** Avec qui et dans quelle mesure? Par exemple, si j'arrête à une de vos stations-service à Ottawa pour faire le plein, est-ce que je remplis le réservoir de ma voiture avec de l'essence d'une société autre que la vôtre?

**M. Woodruff:** On vous y servirait probablement notre produit, mais nous avons signé des accords de réciprocité avec plusieurs sociétés pétrolières, entre Québec et Montréal, Québec et Halifax et Québec et Toronto, par exemple.

**M. Clay:** Lorsque Petro-Canada a repris l'accord avec Texaco, cela a vraisemblablement facilité la fermeture de la raffinerie Gulf, étant donné que cet accord devait être respecté d'une certaine manière. Quelle est la durée moyenne d'un accord de ce genre?

**M. Woodruff:** Je ne suis pas tout à fait sûr que ce soit la vérité, parce que j'ignore si l'accord prévoyait l'expiration du contrat à la fermeture de la raffinerie. Gulf avait prévu de fermer cette raffinerie et de se retirer du secteur du raffinage dans l'Est du Canada. Quant à savoir si cela était prévu dans l'Accord, je ne saurais dire. Je suis désolé, mais que m'avez-vous demandé par la suite?

**M. Clay:** Quelle serait la durée moyenne d'un accord de ce genre?

**M. Woodruff:** Cela dépend. S'il s'agissait d'une question primordiale exigeant beaucoup de planification et un changement d'installations, il pourrait peut-être s'agir alors d'un contrat de cinq ans avec option de renouvellement. Nous avons divers types d'accords de réciprocité. Certains d'entre eux prévoient l'échange avec une autre société de quantités que nous récupérons trois mois plus tard afin d'aider cette dernière à remonter la pente. Dans certains cas, nous prévoyons des



[Text]

**Mr. Clay:** In other words, this a very extensive form of arrangement as practiced in the industry?

**Mr. Woodruff:** Yes, it is. It is the only thing that allows people with only one or two refineries in this country to compete in various parts of the country.

**Mr. Clay:** Would these extend to three and four-party agreements amongst refineries?

**Mr. Woodruff:** What do you mean by a three and four-party agreement?

**Mr. Clay:** Where more than two refining companies are involved. Perhaps there is a three-way swap, for example.

**Mr. Woodruff:** I do not have any three-way swaps, but I have swaps with more than one person.

**Mr. Clay:** Do you have any statistics on the degree to which exchange agreements cover refinery production in Canada?

**Mr. Woodruff:** No, I do not.

**Mr. Clay:** There is some suggestion from the work of the Restrictive Trade Practices Commission that, with the refinery rationalization of 1982 and 1983, it may now account for some 60-odd per cent of refinery production in Canada being covered by exchange agreements. From your perspective, do you see that exchange agreements have any effect on the competitive state in Canada?

**Mr. Woodruff:** Without the exchange agreements, I think we would be a nest of markets around an individual refinery and would be 100 per cent run by that refinery, shading out to none. Exchange agreements allow me, for instance, to be competitive in Ontario. I could no more ship product up here from Quebec than fly, against the kind of freight tariff we are looking at. One thing you have to realize is that there is a very large investment in the downstream past the refinery—the service station building, all of the equipment that you put in with the dealers, the marketing facilities that you have in place, the distribution facilities, and, indeed, the organization.

For instance, you do not set up a dealer, or a leasee, in your outlet just like that; that is an expensive operation and you want it to be there. If you cannot look at running a long-term supply to your outlets, you are not going to put any kind of money into those outlets, and, if you do not, they will not be there. The next step would be that if you haven't a long-term market for your product, you are not going to spend money on your refinery.

We have put over \$300 million into our refinery before the purchase of Gulf in order to bring it up to modern standards so that we can make transportation fuel and not heavy fuel. We are now able to make almost all of the heavy fuel that we used to turn out in large amounts into gasoline and distillate. We could not think of spending that money if we did not think we had a long-term market for the product. And if we did not guess right, we would not make money on what we did, but if

[Traduction]

échanges sur une période d'un an, dans d'autres, c'est un emplacement qui est visé. Nous avons divers accords.

**M. Clay:** Autrement dit, ces accords sont très répandus dans l'industrie.

**M. Woodruff:** C'est le seul moyen dont disposent des sociétés ne possédant qu'une ou deux raffineries au Canada pour soutenir la concurrence dans diverses parties du pays.

**Mr. Clay:** Des accords pourraient-ils être conclus entre trois et quatre raffineries?

**M. Woodruff:** Que voulez-vous dire par cela?

**M. Clay:** Lorsque plus de deux raffineries sont en cause. Des échanges sont peut-être effectués entre trois sociétés, par exemple.

**M. Woodruff:** Cela n'existe pas chez Ultramar, mais nous concluons des ententes avec plus d'une raffinerie.

**M. Clay:** Pouvez-vous nous donner des chiffres en ce qui concerne le nombre d'accords qui seraient en vigueur dans le secteur du raffinage au Canada?

**M. Woodruff:** Non, je ne le peux pas.

**M. Clay:** D'après la Commission d'enquête sur les pratiques restrictives du commerce, avec la rationalisation des raffineries en 1982 et en 1983, environ 60 p. 100 de la production des raffineries au Canada feraient l'objet d'accords de réciprocité. A votre avis, ces accords ont-ils des répercussions sur la concurrence au Canada?

**M. Woodruff:** Sans les accords de réciprocité, je crois que nous aurions un noyau de marchés gravitant autour d'une seule raffinerie et en dépendant entièrement. Grâce aux accords de réciprocité, je peux, par exemple, soutenir la concurrence en Ontario. Je ne pourrais absolument pas expédier mon produit ici à partir du Québec, compte tenu des tarifs envisagés. Il faut que vous vous rendiez compte que les sociétés en aval doivent faire des investissements majeurs: la construction d'une station-service, l'équipement dont il faut munir les détaillants, les installations de commercialisation et de distribution et, en fait, l'organisation.

Par exemple, vous n'installez pas un détaillant ou un locataire sans faire d'effort. Cela coûte cher et vous tenez à votre installation. Si vous ne pouvez assurer un approvisionnement à long terme, vous n'investirez rien dans vos points de vente, et si vous ne le faites pas, ceux-ci disparaîtront. A l'étape suivante, si vous n'avez pas réussi à trouver un débouché à long terme pour votre produit, vous ne dépenserez plus rien pour votre raffinerie.

Nous avons investi plus de 300 millions pour moderniser notre raffinerie avant d'acheter Gulf afin de pouvoir y fabriquer du carburant et non du fuel-oil lourd. Nous sommes maintenant en mesure de produire de l'essence et du distillat à la place de presque tout le fuel-oil lourd que nous avions l'habitude de fabriquer en grande quantité. Nous n'aurions pas songé à investir si nous n'avions pas été sûrs d'avoir des débouchés à long terme pour notre produit. Et si nous étions trompés, nous ne réaliserions pas les bénéfices que nous avions pré-



[Text]

we had not done that, we would be in much more trouble. In fact, we would be closed by now.

**Mr. Clay:** From your point of view, then, these agreements—at least for the refiner—are an aid to competition and allow you to compete in markets you would not otherwise have done.

**Mr. Woodruff:** Absolutely. They make all of the refiners able to use their facilities more effectively, it increases their productivity, and it allows them to compete over a much wider geographic area.

**Mr. Clay:** Between your taking over part of the Gulf Canada market and agreements of this sort, do you see yourself now being able to run your refinery, perhaps at a profit in the future if the price recovers a little, since you have been running it at a loss since 1981?

**Mr. Woodruff:** I hope we do. I think we can. That all depends on the extent of competition. We do not have control over the market price. What we have done is taken all the steps we possibly can to improve our productivity, to cut our overhead, to cut out our expenditures, and to increase our efficiency. We now have the outlets so that we can run that refinery at as close to 100 per cent as we can make it go at capacity, thus spreading our fixed costs over more barrels. It should make us a more effective competitor and should allow us to make some money.

**Mr. Clay:** In your submission you refer to the fact that this \$310 million upgrading of your refiners in St. Romuald was done in response to the shift in oil products demand and also in response to federal and provincial energy policy. Are you referring there to the federal initiatives to promote fuel substitution, for example, in Quebec, or, how are you linking that to the policy?

**Mr. Woodruff:** They were looking for ways to ensure that the crude which was used in the country was used to make the fuels that had to be used to drive the automobiles and heat the homes, not to heat the power plants, and so on, which could be used with indigenous gas, or something of that sort.

**Mr. Clay:** In the province of Quebec you are operating in an environment where the provincial government since 1973 has made it a very important element of its policy to reduce its dependence on oil and to substitute, instead, with natural gas and hydroelectricity. In the process we have seen the number of refineries in Quebec drop from seven to three. Although there perhaps will be a temporary resurgence in the use of oil given the current low price, at some stage that price will recover and perhaps the desire to reduce the importance of oil in our energy affairs will once again become more dominant. Where do you see this process ending in the province for you as a refiner where you are dealing with a policy to deliberately phase out or at least reduce the importance of oil?

**Mr. Woodruff:** Well, let's make clear that it was not just the province of Quebec. That was a federal initiative and it is an Ontario initiative. I think it was very discriminatory against

[Traduction]

vus. Mais si nous n'avions pas agi de la sorte, nos problèmes seraient encore plus graves. En fait, nous aurions dû fermer nos portes.

**M. Clay:** Donc, selon vous, ces accords—du moins pour le raffineur—stimulent la concurrence et vous permettent de vous lancer sur des marchés auxquels vous ne vous seriez pas autrement attaqués.

**M. Woodruff:** Tout à fait. Ces accords permettent à tous les raffineurs d'utiliser plus efficacement leurs installations, d'accroître leur productivité et de soutenir la concurrence dans un servitoire beaucoup plus vaste.

**M. Clay:** Comme vous avez repris une partie du marché de Gulf Canada et avez conclu des accords de réciprocité, croyez-vous que vous pourriez exploiter votre raffinerie et réaliser des bénéfices si le prix remontait légèrement, étant donné que vous essuyez des pertes depuis 1981?

**M. Woodruff:** Je l'espère. Je crois que si. Tout dépend de la concurrence. Nous n'avons aucun contrôle sur le prix. Nous avons pris toutes les mesures nécessaires pour améliorer notre productivité, diminuer nos frais généraux, réduire nos dépenses et accroître notre efficacité. Nous possédons maintenant les débouchés nous permettant d'exploiter notre raffinerie presque à plein rendement, en étalant ainsi nos frais fixes sur un plus grand nombre de barils. Cela devrait nous permettre d'être un concurrent plus efficace et d'accroître nos bénéfices.

**M. Clay:** Dans votre mémoire, vous déclarez que c'est l'évolution de la demande de produits pétroliers et la politique énergétique fédérale et provinciale qui vous a amenés à consacrer 310 millions de dollars à la rénovation de vos installations de Saint-Romuald. Voulez-vous parler des initiatives fédérales visant à encourager la fabrication de combustibles de remplacement, par exemple au Québec, ou de la politique énergétique?

**M. Woodruff:** On cherchait des moyens d'assurer que le brut utilisé au Canada servirait à la fabrication d'essence et de mazout et non au chauffage des centrales, etc. et pourrait être utilisé avec un autre gaz.

**M. Clay:** Au Québec, vous devez continuer à exercer vos activités même si le gouvernement provincial s'est fermement engagé, depuis 1973, à diminuer sa dépendance à l'égard du pétrole et à se tourner plutôt vers le gaz naturel et l'hydro-électricité. Nous avons vu le nombre de raffineries au Québec passer de sept à trois. Étant donné que le coût du pétrole est actuellement peu élevé, sa consommation augmentera peut-être temporairement; cependant, le prix se rétablira et nous souhaiterons peut-être alors, une fois de plus, réduire l'importance du pétrole dans notre production d'énergie. En tant que raffineur, quand prévoyez-vous la fin de cette tendance dans une province où vous devez faire face à une politique visant délibérément à supprimer graduellement l'utilisation du pétrole, ou du moins à en diminuer l'importance?

**M. Woodruff:** Précisons d'abord que le Québec n'est pas la seule province en cause. L'initiative a été prise par le gouvernement fédéral et l'Ontario lui a emboîté le pas. Je crois qu'elle

*[Text]*

our industry. It is not a happy situation to sit there and watch the government pay your customers \$800 each to leave you and tell them, incidentally, that oil is going up and up while electricity and gas will stay flat in price. I don't know where this is all going to end, but I do think that we are much better off if these industries are allowed to slug it out among themselves rather than have governments choose which is the one that is supposed to survive.

I find it obnoxious to find the gas companies, for instance, able to sit back and enjoy rates of return that are twice bank rates—half again as much as the bank rate, at least—when we are struggling along, as an industry, making last year 1.7 per cent. It would be nice if somebody would come and say, "Look, we will set your prices for you and nobody can sell below this. Here it is; we will make sure you make your 14 or 16 per cent." That is not the way our business works.

**Mr. Clay:** Would it be fair to say, then, that you would not agree with the sort of strategic thinking which underlay this federal and provincial drive for fuel substitution? You feel it would have been better left for the energy industries themselves to evolve to meet the situation.

**Mr. Woodruff:** Yes, indeed. I think we have convinced a lot of people to change their heating equipment in their homes, without any understanding of the economics of the use of the capital that they have tied up. We have forecast that oil was going to be about \$100 by 1990—and I do not think very many people in this room believe this any more—and we have told the customers that that will be the case and to be careful and to use something different. I think we are much better off if we don't guess at things for which we do not have any real chance of getting a good answer. Maybe we have all learned that lesson. Certainly we don't know what is going to happen.

**Mr. Clay:** My last questions are on your oil production in western Canada. Where do you market that oil?

**Mr. Woodruff:** We sell it to whoever wants to buy it out there. It is bought.

**Mr. Clay:** Is it sold domestically, or do you export some of that?

**Mr. Woodruff:** It either goes domestically or to jobbers who package it up, and I do not know then where it goes.

**Mr. Lawrence Harris, Advisor to the Committee:** Mr. Woodruff, in the submission that you put before the committee, you made some points about the differences between regional refiners and some of the national ones. I wonder if you could elaborate on that. How is Ultramar's position in the industry different from, say, an Imperial Oil or a Shell? What are the factors and considerations that are more critical to you, or specific to you?

**Mr. Woodruff:** We only market in one region of the country. We do not have the benefit of the evening-out effect of being all over so that, if you are a little down in one place, you might be a little up in another. We are not able, because of the

*[Traduction]*

était très discriminatoire envers notre industrie. Il n'est pas très agréable de regarder impuissant, le gouvernement verser 800 \$ à chacun de vos clients pour qu'ils vous abandonnent, et d'entendre ce même gouvernement leur dire, incidemment, que le prix du pétrole va augmenter alors que celui de l'électricité et du gaz demeurera stable. Je ne sais pas comment tout cela finira, mais je crois qu'il serait de beaucoup préférable de laisser ces industries se battre entre elles plutôt que de maintenir la situation actuelle où le gouvernement choisit laquelle d'entre elles survivra.

Je trouve odieux, par exemple, que les taux de rentabilité des compagnies de gaz puissent atteindre facilement le double du taux officiel, ou du moins la moitié plus, alors que nous devons nous battre, en tant qu'industrie, pour obtenir, comme ce fut le cas l'an dernier, un taux de rentabilité de 1,7 p. 100. Nous serions fort heureux que quelqu'un fixe un prix plancher pour nous et nous assure un taux de rendement de 14 p. 100 ou 16 p. 100. Mais notre industrie ne fonctionne pas de cette façon.

**M. Clay:** Est-il juste de dire, alors, que vous ne n'êtes pas d'accord avec la stratégie qui sous-tend cette politique fédérale et provinciale de substitution des combustibles? Vous estimez qu'il aurait été préférable de laisser les industries productrices d'énergie s'adapter à la situation?

**M. Woodruff:** Oui, vraiment. Je crois que nous avons vaincu beaucoup de gens de la nécessité de changer leur système de chauffage domestique, sans vous demander s'ils comprenaient les principes économiques relatifs au capital qu'ils ont ainsi investi. Nous avons prévu que le mazout se vendrait à environ 100 \$ vers 1990, et je ne pense pas que bon nombre des personnes ici présentes y croient encore aujourd'hui; nous avons dit aux clients que ce serait le cas, qu'il leur fallait être très prudents et utiliser une autre forme d'énergie. Je crois qu'il est préférable de faire des conjectures uniquement si nous sommes en mesure d'obtenir une réponse valable. Peut-être avons-nous tous appris cette leçon. Nous ne savons certainement pas ce qui se produira.

**M. Clay:** Mes dernières questions portent sur la production de pétrole dans l'Ouest du Canada. Où ce pétrole est-il vendu?

**M. Woodruff:** Nous le vendons à qui veut bien l'acheter.

**M. Clay:** Est-il vendu sur le marché national, ou en exportez-vous une partie?

**M. Woodruff:** Il est vendu sur le marché national ou à des intermédiaires qui l'écoulent je ne sais où.

**M. Lawrence Harris, conseiller auprès du Comité:** Monsieur Woodruff, dans le mémoire que vous avez présenté au Comité, vous avez établi une distinction entre les raffineurs régionaux et certains raffineurs nationaux. Pourriez-vous nous fournir plus de détails? Comment la position d'Ultramar dans l'industrie est-elle différente, disons, de celle de l'Impériale ou de Shell? Quelles considérations et quels facteurs sont, selon vous, les plus essentiels ou les plus spécifiques?

**M. Woodruff:** Nous vendons seulement dans une région du pays. Nous ne pouvons pas profiter de l'effet égalisateur que procure le fait d'être établi un peu partout, c'est-à-dire la possibilité de contrebalancer une baisse à un endroit par une

**[Text]**

nature of that concentration, to use national advertising—things of that sort—to improve our clients' perception of us. We are different in many ways.

Ultramar PLC, our parent company, is an English firm. It owns Ultramar Canada outright, although we have a commitment, when we can make some money, to go public with a piece of that Canadian operation; but they have about 40 per cent of their total investment in Canada.

We have not taken out any dividends from Canada since we came in the early 1950s, in the Alberta area, in exploration and production, or from the early 1960s, when we entered the Newfoundland market and started to grow in Canada. Indeed, we have hawked our PLC's credit in order to get enough money to build our GATT cracker, and then, to buy Gulf. So we have a very different feel for our company, I think, than some of the others who are, although partly Canadian owned, also partly owned by a big international company that has holdings everywhere.

**Mr. Harris:** Just one or two quick questions on wholesaling and retailing. You mentioned that you sell a fair amount of product to what I guess we would call independent or non-branded resellers; is that correct?

**Mr. Woodruff:** Yes.

**Mr. Harris:** Do you have a rack pricing system comparable to that of Imperial Oil, where essentially the prices are advertised?

**Mr. Woodruff:** We have a rack pricing system at which we offer these people prices at the rack for pick up, yes.

**Mr. Harris:** Is any kind of one-on-one negotiation available, or is it a take-it-or-leave-it price?

**Mr. Woodruff:** There is a lot of negotiation in every part of the oil marketing business—everywhere.

**Senator Lefebvre:** Well, what does the "oil rack price" mean?

**Mr. Woodruff:** Let me tell you, though, what does happen in that end of the business. Early in January, 25 per cent of our volume in Ontario was sold to independents. Last month I don't think we sold 5 per cent.

**Mr. Harris:** Why is that?

**Mr. Woodruff:** They went for American gasoline, which they could get a little cheaper.

**Mr. Harris:** Is that a widespread thing? It seems to apply to many of your customers, but would that be true of independents generally?

**Mr. Woodruff:** Oh, sure. That swings back and forth every time there is any kind of real movement in the pricing. The whole market doesn't respond, so therefore the independent's price does not go down quite as far as they might get it from somebody who is on the pipeline from New York Harbour,

**[Traduction]**

hausse dans un autre. Nous ne pouvons pas, à cause de cette concentration, faire de la publicité à l'échelle nationale, ou autre chose du genre, afin de rehausser notre image auprès de nos clients. Nous sommes différents sous de nombreux aspects.

Ultramar Plc. notre société mère, est une société britannique. Ultramar Canada lui appartient en entier, bien que nous ayons pris l'engagement, lorsque nous faisons des profits, d'émettre des actions. Notre société mère effectue environ 40 p. 100 de tous ses investissements au Canada.

Nous n'avons pas sorti de dividendes du Canada depuis que nous avons entreprise des activités de prospection et de production en Alberta, au début des années 50, ou depuis le début des années 60, lorsque nous sommes taillés une place sur le marché de Terre-Neuve et que nous avons commencé à prendre de l'expansion au Canada. De fait, nous avons fait valoir la stabilité financière de notre société mère afin d'obtenir suffisamment de fonds pour obtenir notre part en vertu des accords du GATT et, par la suite, d'acheter Gulf. Comparativement aux compagnies qui appartiennent en partie à des intérêts canadiens et en partie à une grande société internationale qui a des avoirs un peu partout, les sentiments que nous nourrissons à l'égard de notre compagnie sont particuliers.

**Mr. Harris:** Une ou deux brèves questions encore sur la vente au détail et la vente en gros. Vous avez dit vendre une bonne partie de votre production à ceux que nous appelons je crois des vendeurs indépendants, est-ce exact?

**Mr. Woodruff:** Oui.

**Mr. Harris:** Avez-vous un système de prix à la rampe de chargement comparable à celui de l'Impériale, en vertu duquel les prix sont publiés?

**Mr. Woodruff:** Nous avons effectivement un système de prix à la rampe de chargement en vertu duquel les prix sont affichés.

**Mr. Harris:** Les prix sont-ils négociables ou sont-ils à prendre ou à laisser?

**Mr. Woodruff:** Il s'effectue beaucoup de négociations pour tous les aspects, de la mise en marché du pétrole.

**Le sénateur Lefebvre:** Que signifie alors le prix à la rampe de chargement?

**Mr. Woodruff:** Laissez-moi vous expliquer la situation en ce qui nous concerne. Au début de janvier, le quart de notre production en Ontario était vendu à des indépendants. Le mois dernier, je ne crois pas que nous en ayons vendu 5 p. 100.

**Mr. Harris:** Expliquez-nous cela.

**Mr. Woodruff:** Nos clients ont acheté de l'essence aux États-Unis où ils pouvaient l'obtenir à meilleur prix.

**Mr. Harris:** Est-ce une situation très répandue? Il semble que ce soit le cas d'un bon nombre de vos clients, mais est-ce vrai de tous les indépendants en général?

**Mr. Woodruff:** Bien sûr. Ce mouvement se produit chaque fois que les prix varient beaucoup. L'ensemble du marché ne réagit pas; par conséquent les indépendants constatent que le prix ne descend pas aussi vite que celui d'une société branchée directement sur le pipeline qui vient du port de New York et



**[Text]**

who, instead of having my 90-day supply in hand, has only five or six.

**Mr. Harris:** So in your opinion how easy is it for independents to import. We have had different assessments of that.

**Mr. Woodruff:** Very simple. Just go down to Niagara Falls and watch them come over the bridge.

**Senator Lefebvre:** Are some of those in a loop situation, do you know? Those that are coming back over the border?

**Mr. Woodruff:** Some product goes over, some comes back, and I would not be surprised, but I don't know that for a fact. These things are going to continue to happen as long as there is this instability that we currently have in the pricing of crude and products. I think that instability is going to be with us for quite some time.

Everybody thinks that crude has only gone down: it is up \$4 again from where it was at its low. We have the whole of our industry around the world—in my part of the industry—saying, “My God \$4 swings—and in the course of a week we have had this—” and our profit margin is 40 cents? We can't live with this kind of thing. Get your inventories down. “The lower the world inventories go, the more likely it is that there are going to be major fluctuations in the price, because if two guys are trying to buy at the same time, suddenly up goes the price. Everybody is there sitting looking at their little green tube, and bang! You can read it in the paper every day. You can see swings of \$3 and \$4 in the course of a week—U.S. dollars, that is, a barrel; five, ten cents, U.S., a gallon, it can swing. I don't think that is going to change. That is going to make all of these various arrangements, which are going back and forth, available to people who want to buy in that fashion.

**The Deputy Chairman:** Mr. Woodruff, I think I speak for the whole committee when I say thank you very much for taking the time and trouble to come before the committee. We have enjoyed your lively presentation, and I think it has given us a somewhat different perspective on the marketing side of petroleum products, namely that of a smaller manufacturer.

**Mr. Woodruff:** Thank you for having me; I have enjoyed it. The committee adjourned.

**[Traduction]**

qui n'a pas comme moi un approvisionnement de 90 jours, mais seulement de cinq ou six jours.

**M. Harris:** Selon vous, est-ce très facile pour les détaillants indépendants d'importer, parce qu'on nous a donné des points de vue différents sur cette question?

**M. Woodruff:** C'est très simple. Il vous suffit d'aller à Niagara Falls et vous les verrez traverser le pont.

**Le sénateur Lefebvre:** Savez-vous si certains d'entre eux font une boucle complète? Ceux qui reviennent après avoir traversé la frontière.

**M. Woodruff:** Certains produits traversent la frontière en direction sud, d'autres viennent dans notre direction; et je ne serais pas surpris que ce soit le cas, mais je ne puis l'affirmer avec certitude. Cette situation continuera de se produire aussi longtemps que le prix du pétrole brut et de ses dérivés demeurera instable comme c'est le cas maintenant. Je crois que cette instabilité continuera de se manifester encore un bon moment.

Tous croient que le prix du pétrole brut n'a fait que baisser; son prix est de fait supérieur de 4 \$ à ce qu'il était à son point le plus bas. Partout dans le monde on se dit, dans mon secteur de l'industrie: «Mon Dieu, une fluctuation de 4 \$—et cela s'est produit en une semaine—et notre marge de profit est de 40 cents? Nous ne pouvons survivre dans ce genre de situation. Réduisez vos stocks.» Selon toute vraisemblance, plus les stocks mondiaux baisseront, plus les prix fluctueront, car lorsque deux acheteurs désirent acquérir le même produit en même temps, les prix montent. Les journaux en parlent chaque jour. Vous pouvez voir des fluctuations de trois ou quatre dollars le baril, en dollars américains bien sûr, au cours d'une seule semaine, ce qui se traduit à la pompe par des fluctuations de cinq ou dix cents pour un gallon américain. Et je ne crois pas que cela changera. Ainsi, tous ceux qui peuvent acheter à droite ou à gauche pourront continuer de le faire.

**Le vice-président:** Monsieur Woodruff, je crois parler au nom de tout le Comité en vous remerciant sincèrement d'avoir pris le temps et la peine de témoigner. Nous avons beaucoup aimé votre exposé; je crois qu'il nous a fait voir la commercialisation des produits pétroliers sous un autre jour, celui d'un petit producteur.

**M. Woodruff:** Merci de m'avoir invité, ce fut très agréable. Le Comité suspend ses travaux.

APPENDIX "ENR-26-A"

SUBMISSION TO THE  
STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

CANADIAN ULTRAMAR LIMITED

MAY 5, 1986

STANDING SENATE COMMITTEE ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

Canadian Ultramar Limited is a holding company wholly owned by Ultramar PLC of London, England. Canadian Ultramar Limited is, in turn, the parent corporation of Ultramar Canada Inc. the refining and marketing company in Eastern Canada, and Ultramar Oil and Gas Canada Limited, the exploration and production company based in Calgary.

Canadian Ultramar Limited accounts for the largest single investment of Ultramar PLC; close to 40% of its assets are in Canada, and operations have been conducted in this country since 1953, when exploration for oil and gas began in Western Canada. Ultramar built Newfoundland's first and longest operating refinery. A 100,000 barrel per day refinery was built at Quebec City in 1971. It was upgraded in 1983 at a cost of \$310 million for the purpose of doubling the yield of gasoline, diesel and light heating oil, and reducing by half the output of heavy fuel, in response to federal and provincial energy policy and shifts in oil products demand.

In January 1986 Ultramar Canada Inc. acquired the Quebec and Atlantic provinces assets of Gulf Canada Limited, so that it is now the largest supplier of oil products in Newfoundland, and a major supplier in Quebec and the three Maritime provinces. It has a relatively small presence in Ontario. In 1985 Ultramar Canada Inc. sold an average of 74,500 barrels per day of petroleum products, down from 80,400 in 1984, and it marketed these products through 861 service stations, and approximately 200,000 households using home heating oil. It remains a major supplier of heavy and light oils to large and small industrial and commercial customers in Eastern Canada.

Six hundred and sixty-one service stations were acquired from Gulf Canada. Also acquired were 60 bulk storage plants, 10 marine terminals and a deep water port at Point Tupper, Nova Scotia. Ultramar Canada presently employs some 1,650 persons full time of which 625 joined from Gulf. The company employed approximately 2,200 persons full time 5 years ago.



Financial Performancea) Canadian Ultramar Limited

Ultramar PLC's Canadian investments represent close to 40% of its assets, but also account for the largest losses, consistently, of any of Ultramar PLC's operations. Canadian Ultramar Limited's last profitable year was 1981 with net income of \$61 million, representing a return on average capital employed of 17.9% in a year when the prime rate touched 21%. Losses were incurred in each of 1982 to 1985 inclusive, totalling \$83.5 million. Throughout these years, the Western Canadian exploration and production operations were profitable, partially offsetting the heavy losses incurred by refining and marketing.

Refining and marketing operations have been adversely affected for a number of years by reducing demand (down 28% between 1979 and 1985 in Eastern Canada, and by 38% in Ultramar's principal market area, Quebec) and low or negative profit margins on most products, (especially transportation fuels as a result of chronic price wars). More specific to Ultramar were the under-recovery of high fixed costs at the Quebec refinery due to continuously falling crude oil throughput and, since 1983, the high cost of capital associated with the \$310 million upgrading. Cost efficiency at the Quebec refinery will be improved as Gulf Canada's market volumes are processed at the Quebec refinery.

b) The Oil Refining and Marketing Sector

The financial performance of the oil refining and marketing sector is widely misunderstood and appears to be much overestimated by the public at large.

Canadian Ultramar Limited's refining and marketing financial performance was repeated, though not as severely, in the "downstream" industry as a whole. The Petroleum Monitoring Agency of Energy Mines and Resources is understood to have attempted to calculate the rate of return on average capital employed in the years 1981 to 1985. Initial analysis, which includes petrochemical operations, has yielded the following results:

<u>Year</u>	<u>Rate of return on average capital employed - %</u>
1981	10
1982	2.9
1983	(.3)
1984	2.5
1985 estimated	<u>1.7</u>
Average	3.4

At the request of Ultramar Canada Inc. the PMA has agreed to publish in its next Annual Report a calculation of return on capital employed for oil products, isolated both from crude oil exploration and production and petrochemicals, over the past five years.

#### Vulnerability of Oil Refining and Marketing in Eastern Canada

The Eastern Canadian oil refining industry has experienced serious difficulties since the peak demand year of 1979. Financial difficulties are one measure, but the management of shrinking demand and supply, the trend to light oil products and falling utilization rates with increasingly expensive upgraded refineries has been an enormous challenge. The old allegations by the Director of Research and Investigation (Consumer and Corporate Affairs) about overbuilt refining and marketing organizations<sup>(1)</sup> have given way to public concern over the economic impact of refinery and service station closures on jobs, competition and security of oil product supply. Now the industry is being criticized for doing what it was earlier criticized for not doing; a no-win situation.

- (1) Vol. 1, page 90 - The State of Competition in the Canadian Petroleum Industry - "Rather than improve their own relative efficiency in the face of increased competition from the independant sector, the majors proceeded much as they had before. First, increased capital was invested in their branded gasoline network in the late 1960's and early 1970's. The construction of car washers, diagnostic centres and convenience food stores was an attempt to meet the price competition of the independants with an investment in facilities".

Refining in Eastern Canada (Ontario, Quebec, Atlantic)

	Demand for oil products 000/bbl <u>per day</u>	Refineries in operation <u>          </u>	Refinery capacity 000/bbl <u>per day</u>	Refinery throughputs 000/bbl <u>per day</u>	Refinery utilization %
1979	1,277	20	1,749	1,432	82
1980	1,232	20	1,742	1,371	79
1981	1,123	19	1,652	1,245	75
1982	992	19	1,648	1,049	64
1983	921	18	1,571	985	63
1984	922	14	1,342	982	73
1985	917	14	1,350	948	70
1986	-	13	1,276	-	-
1990 est.	833	-	-	-	-

Unlike the natural gas and electricity markets which are monopolies, the oil products market in Eastern Canada is fiercely competitive, not only between resident oil refining companies and independants, but also from international suppliers.

It is paradoxical that oil companies receive the closest public scrutiny when they are the most efficient and non-monopolistic competitors for the consumers' energy product dollar. Our industry should be encouraged to continue its excellent service to consumers, not only because it is the only free market supplier, but because it provides the consumer with purchase decision flexibility. Oil products can be purchased from many suppliers at many prices, unlike gas or electricity. Its price can respond quickly to a host of economic and market conditions, again unlike gas or electricity.

Crude oil is the raw material from which oil products are refined and marketed. It is analogous to the use of steel in automobiles or heavy machinery or barley in brewing. Automobiles are not a part of the steel industry, nor is brewing part of agriculture. Oil refining and marketing is a manufacturing industry, and should not be treated exclusively as part of the



energy sector even though for many years the government of Canada has created and administered public policy affecting refining and marketing as if it were. Such an approach to public policy fails to recognize that the industry shares a closer kinship with the petrochemical industry, which is undeniably manufacturing, than to crude oil production. Indeed, oil refining goes a step further, and is integrated fully into retail sales for a large and increasingly important (transportation and home heating fuels) proportion of its output.

It is Ultramar's view that the Federal Department of Regional Industrial Expansion should assume a much larger degree of responsibility for public policy affecting the oil refining and marketing industry by developing an appropriate set of industry-specific policies.

Much attention has been paid to Canada's self-sufficiency and security of crude oil supply. An abundance of Canadian crude oil is of little value, except as an export commodity, if a viable domestic refining industry does not exist to process it for domestic and export consumption. Crude oil will not operate an automobile or burn in a furnace.

The dismal financial performance of the downstream sector as a whole has been supportable only because the larger integrated firms have been able to "cross-subsidize" their inadequate downstream performance by means of reasonable returns on upstream activity and investment. This no longer appears to be a viable option as crude oil values continue to erode and show every sign of persisting at low levels for some time to come. The large integrated firms with their larger financial resources may be able to tolerate poor to negative returns on oil products for a certain period of time but the independant or regional refiner, such as Ultramar, is more vulnerable.

In the face of chronically poor returns, the option to import and distribute cheaper foreign products, rather than refine in Canada, is increasingly attractive.

Importing refined oil products from time to time is a valuable balancing device. It allows optimal use of a refinery under any configuration of

product demand mix, product price mix, and crude oil price and quality. The import option becomes damaging to the public interest when its attractiveness to a refiner or importer persists overwhelmingly as a preferred strategy to domestic refining.

The international surplus of crude oil translates into large and growing surpluses of low priced oil products. Under such circumstances Canada's unique position as the only industrial country without tariffs on the import of main oil products (heavy fuel, distillate and gasolines - there are tariffs on some lubricating oils and roofing asphalt) renders it especially vulnerable. The table below highlights the dollar effect of tariffs on four oil products which are described in the customs tariffs of the U.S.A., the European Economic Community, Japan and Australia. In every instance these products enter Canada free. When these products are in surplus supply worldwide they wash most easily over the lowest barrier.

IMPORT TARIFFS ON SELECTED PETROLEUM PRODUCTS  
MFN RATES CONVERTED TO \$CDN/M<sup>3</sup> - APRIL 1986

<u>Product</u>	<u>USA</u>	<u>EEC</u>	<u>JAPAN</u>	<u>AUSTRALIA</u>
Automotive gasolines	4.60	15.70	16.57	61.38
Jet kerosene	4.60	20.87	Free	52.75
3.5% S Heavy Fuel	0.92	7.15	4.62-17.57 <sup>(1)</sup>	19.43
Naphtha	0.92	13.33	0.96	2.67

(1) Depending on end use.

The United States raises a modest tariff barrier to oil products and crude oil which can kill export sales to the U.S. in times of slim product margins. Even so, some of its oil producers and refiners are vociferous in demanding sharply increased "import fees" on crude oil and oil products. The most common variant on this theme is a sliding fee scale varying inversely with the import price of crude oil or products, such that the sum of the two equals some notional value; for instance \$25 US for a barrel of crude oil, or \$40 US for a barrel of leaded gasoline. Canadian refining, which is far more vulnerable, paradoxically, has had little to say on the subject.

The purpose in highlighting these vulnerabilities and viewpoints is to better inform policy makers so that more appropriate public policy can be constructed on the basis of a fuller understanding.

### Trade Goals

The prospect of increased "import fees" on oil product imports into the U.S.A. is alarming to Canadian refiners, especially to the independant and regional refiner. In 1985 Canadian regional refiners exported 20% of their crude oil runs in the form of product, but national refiners only 5%. In that year 35% of regional refiners capacity lay idle but only 19% for the national refiners. The regional refiners thus look to exports because they represent one option for putting surplus refinery capacity to work. In a shrinking market the option of buying more retail outlets carries a high risk, but was nonetheless the strategy behind Ultramar's purchase of Gulf in Quebec and the Athantic provinces.

Ontario is the largest exporter of oil products to the U.S.A: 15% of its production in 1985 at a time when 20% of its productive capacity lay idle. Ontario accounted for 47% of Canadian oil product exports that year, some 76,000 barrels per day. Access to the U.S. market is a major reason why there was only one refinery closed (two if the Clarkson refinery, which now produces almost entirely lube oils is included) in Ontario since 1979 compared with four in Quebec.

The United States continues to maintain tariffs on the import of crude oil and oil products from Canada in spite of the declarations of the Shamrock Summit to reduce barriers to energy trade. The U.S.'s only liberalizing step has been the removal of export restrictions on the sale of crude oil from the lower 48 States to Canada.

Ultramar Canada strongly endorses, if only on grounds of equity, unrestricted movement of crude oil and products between Canada and the United States. The United States is an enormous market. The most accessible U.S. regional market to Ultramar's refinery in Quebec City is New York and New England, estimated at some \$21 billion in 1983. In that whole region, there is not one refinery with the exception of a small asphalt producer in Albany, New York.



Now that complex Canadian export controls on oil products have been lifted, effective June 1, 1985, Canadian refiners face the prospect of sharply increased restrictions on exports to the U.S.A, threatening to negate a positive Canadian policy decision. The U.S. concern with imports is well founded. The Economist Intelligence Unit of the Economist Magazine, in a report published in May 1984, detailed the growth of Mid-East export oriented refineries. Imports of refined products rose steadily throughout 1984 and 1985, oil consumption remained weak, and surviving U.S. refineries, like Canadian refineries, operated well below capacity. Gasoline enters the U.S.A. at prices below the wholesale price of gasoline produced in the U.S.A. Legislators, refiners and lobbyists are thus now well aware of the new refineries coming on stream in the Middle East. By 1990 the Mid-East refineries will have capacity to produce approximately two million barrels per day of products for export. U.S. refiners see a threat of serious market disruption if these Middle East refineries cost their products at levels below sinking OPEC crude oil prices. Such action, if taken by producers and refiners in OPEC countries, will be tantamount to predatory pricing.

### Conclusion

The rigorous transition to the harsh new world of oil refining and marketing in a fully open international setting and against subsidized Canadian competitors has been made more difficult by the intense and frequently shrill response of the industry's detractors. More light and less heat needs to be shed upon this complex question. Good information, balanced analysis, sound free-market based public policy and effective communication will all be needed in good measure.

ANNEXE «ENR-26-A»

MÉMOIRE AU  
COMITÉ PERMANENT DU SÉNAT  
SUR L'ÉNERGIE ET LES RESSOURCES NATURELLES

CANADIAN ULTRAMAR LIMITED

5 MAI 1986

COMITÉ PERMANENT DU SÉNAT SUR L'ÉNERGIE ET LES RESSOURCES NATURELLES

Canadian Ultramar Limited est une société de contrôle appartenant à part entière à Ultramar PLC de Londres, Grande-Bretagne. À son tour, elle est la société mère d'Ultramar Canada Inc., entreprise de raffinage et de mise en marché de l'Est du Canada, ainsi que d'Ultramar Oil and Gas Canada Limited, entreprise d'exploration et de production basée à Calgary.

Canadian Ultramar Limited représente le plus gros investissement d'Ultramar PLC; près de 40 % de ses avoirs se trouvent au Canada où la société procède à ses activités depuis 1953, lorsque débuta l'exploration de pétrole et de gaz dans l'ouest du pays. Ultramar a construit la première raffinerie de Terre-Neuve, qui est celle dont l'exploitation a été la plus longue. La Société a ensuite construit à Québec, en 1971, une autre raffinerie qui produit 100 000 barils par jour. Cette installation a été modernisée en 1983, au coût de 310 millions de dollars, afin de doubler la production d'essence, de gazole et de mazout léger, en réduisant de moitié celle de combustibles lourds, en réponse à la politique énergétique fédérale et provinciale, ainsi qu'à l'évolution de la demande de produits pétroliers.

En janvier 1986, Ultramar Canada Inc. acquérait les avoirs de Gulf Canada Limited au Québec et dans les provinces de l'Atlantique, pour devenir le plus important fournisseur de produits pétroliers à Terre-Neuve, et l'un des grands fournisseurs du Québec et des trois Provinces maritimes. Sa présence en Ontario est relativement modeste. En 1985, Ultramar Canada Inc. a vendu une moyenne de 74 500 barils par jour de produits pétroliers, soit une baisse par rapport à 1984 (80 400), et a vendu ces produits par l'intermédiaire de 861 stations-service, et environ 200 000 foyers se chauffant au mazout. Cette société est toujours l'un des principaux fournisseurs de pétroles lourd et léger aux grandes et petites entreprises industrielles et commerciales de l'Est du Canada.



La Société a acheté six cent soixante et une stations-service à Gulf Canada. Elle s'est aussi rendue propriétaire de 60 installations de stockage en vrac, 10 terminaux marins et un port en eau profonde à Point Tupper, NouvelleÉcosse. Elle emploie à l'heure actuelle quelque 1 650 personnes à plein temps, dont 625 anciennement de Gulf. Il y a 5 ans, le nombre des employés était d'environ 2 200 à plein temps.

#### Réalisations financières

##### a) Canadian Ultramar Limited

Les investissements au Canada d'Ultramar PLC représentent près de 40 % de ses avoirs, mais ils représentent aussi les plus grandes pertes, de façon persistante, de toutes ses activités. La dernière année où Canadian Ultramar Limited a fait des profits est 1981, avec un revenu net de 61 millions de dollars, ce qui représente un rendement du capital moyen employé de 17,9 % en une année, pour un taux préférentiel atteignant 21 %. Des pertes ont été enregistrées au cours des quatre années suivantes (1982 à 1985 inclus), représentant un total de 83,5 millions de dollars. Au cours de cette période, les activités d'exploration et de production dans l'Ouest canadien ont assuré des bénéfices qui ont partiellement permis de compenser les lourdes pertes dues au raffinage et à la mise en marché.

Les activités de raffinage et de mise en marché ont eu à souffrir pendant un certain nombre d'années de la baisse de la demande (baisse de 28 % entre 1979 et 1985 dans l'Est du Canada, et de 38 % dans le secteur du marché principal d'Ultramar, à savoir le Québec), à quoi s'ajoutent des marges de profits faibles ou même négatives sur la plupart des produits (en particulier les carburants, suite à une guerre chronique des prix). Ultramar a particulièrement enregistré un faible recouvrement des coûts fixes élevés à la raffinerie de Québec en raison de la chute continue des quantités de pétrole brut traité et, depuis 1983, le coût élevé des investissements dû à la modernisation de 310 millions de dollars. Le rendement financier de la raffinerie de Québec s'améliorera avec le traitement des produits de Gulf qui se fera à cette raffinerie.

b) Secteur du raffinage et de la mise en marché du pétrole

La performance financière du secteur du raffinage et de la mise en marché du pétrole est généralement mal comprise et semble très sous-estimée par le public dans son ensemble.

La performance financière des activités de raffinage et de mise en marché de Canadian Ultramar Limited se retrouve, bien que de façon moins marquée, dans l'industrie aval dans son ensemble. L'Agence de contrôle du pétrole d'Énergie, Mines et Ressources a essayé de calculer le bénéfice sur la moyenne des capitaux utilisés au cours des années 1981 à 1985. Une première analyse, qui porte aussi sur les activités pétrochimiques, donne les résultats suivants:

<u>Année</u>	<u>Taux de rendement de la moyenne des capitaux utilisés - %</u>
1981	10
1982	2,9
1983	(.3)
1984	2,5
1985 (estimé)	<u>1,7</u>
Moyenne	3,4

À la demande d'Ultramar Canada Inc., la PMA a accepté de publier dans son prochain rapport annuel un calcul du rendement des capitaux employés pour les produits pétroliers, en ne tenant pas compte de l'exploration et de la production de pétrole brut ainsi que des produits pétrochimiques, sur une période couvrant les cinq dernières années.

Vulnérabilité des activités de raffinage et de mise en marché du pétrole dans l'est du Canada

L'industrie de raffinage du pétrole dans l'est du Canada a connu de sérieuses difficultés depuis la demande record de l'année 1979. Les difficultés financières en sont un aspect, mais la gestion de la demande et des approvisionne-

ments en diminution, la préférence pour des produits pétroliers légers et une baisse des taux d'utilisation, conjuguées aux coûts de la modernisation des raffineries ont présenté un immense défi. Les affirmations déjà anciennes du directeur de la recherche et des enquêtes (Consommation et Corporations Canada) concernant l'obésité des organismes de raffinage et de mise en marché <sup>(1)</sup> ont amené le public à s'inquiéter de l'impact économique des fermetures des raffineries et des stations-service sur l'emploi, la concurrence et la sécurité d'approvisionnement en produits pétroliers. L'industrie est aujourd'hui critiquée pour faire ce qu'on lui reprochait précédemment de ne pas faire; situation sans issue.

- (1) Vol. 1, page 90 - The State of Competition in the Canadian Petroleum Industry - "Au lieu d'améliorer leur propre efficacité relative face à l'accroissement de la concurrence du secteur indépendant, les grandes entreprises ont continué d'agir comme par le passé. Tout d'abord, elles ont augmenté leurs investissements dans leur réseau de distribution d'essence de marque au cours des dernières années de 1960 et des premières de 1970. La construction d'installations de lavage d'automobiles, de centres de diagnostic et de magasins d'alimentation visait à concurrencer les prix offerts par les indépendants en investissant dans des installations de service."



Raffinage dans l'est du Canada (Ontario, Québec, Atlantique)

Demande de produits pétroliers 000 barils par jour	Raffineries en exploitation	Capacité de raffinage 000 barils par jour	Quantités raffinées 000 barils par jour	Utilisation des raffineries %
--	-----------------------------------	--	--	-------------------------------------

1979	1 277	20	1 749	1 432	82
1980	1 232	20	1 742	1 371	79
1981	1 123	19	1 652	1 245	75
1982	992	19	1 648	1 049	64
1983	921	18	1 571	985	63
1984	922	14	1 342	982	73
1985	917	14	1 350	948	70
1986	-	13	1 276	-	-
1990 est.	833	-	-	-	-

À l'encontre des marchés du gaz naturel et de l'électricité qui sont des monopoles, celui des produits pétroliers dans l'est du Canada est l'objet d'une concurrence acharnée, non seulement entre les entreprises de raffinage de pétrole et les indépendants locaux, mais aussi de la part des fournisseurs internationaux.

Il est paradoxal de constater que les compagnies pétrolières sont observées de si près par le public alors qu'elles sont les concurrents les plus efficaces et sans monopole pour le dollar énergétique des consommateurs. Il faudrait encourager notre industrie à poursuivre son excellent service vis-à-vis des consommateurs, non seulement parce que c'est là le seul marché libre, mais aussi parce qu'il offre au consommateur un certain choix dans ses achats. Il peut acheter des produits pétroliers auprès de nombreux fournisseurs à de nombreux prix différents, contrairement au gaz ou à l'électricité. Les prix peuvent varier rapidement selon les conditions économiques et celles du marché, contrairement à nouveau au gaz ou à l'électricité.

Le pétrole brut est le produit brut dont on tire les produits pétroliers raffinés mis sur le marché. C'est le même cas que celui de l'acier dans le domaine de l'automobile ou de la machinerie lourde, ou de l'orge dans celui du brassage de la bière. La construction automobile ne fait pas partie de la sidérurgie, pas plus que la fabrication de la bière ne fait partie de l'agriculture. Le raffinage et la vente de pétrole est une industrie de fabrication, qui ne devrait pas être considérée exclusivement comme faisant partie du secteur de l'énergie, même si pendant de nombreuses années, le gouvernement du Canada a mis sur pied et administré une politique relative au raffinage et à la vente comme si c'était le cas. Une telle approche a l'erreur de ne pas considérer que cette industrie est plus proche de la pétrochimie, qui est indéniablement une industrie de fabrication, que de la production de pétrole brut. En fait, le raffinage de pétrole va même plus loin, et s'intègre pleinement au domaine de la vente au détail dans une grande proportion, sans cesse grandissante, (carburants et mazout) de sa production.

Ultramar pense que le ministère fédéral de l'Expansion industrielle régionale devrait assumer une beaucoup plus grande responsabilité en ce qui concerne la politique affectant l'industrie du raffinage et de la mise en marché des produits pétroliers en mettant au point un ensemble approprié de politiques propres à l'industrie.

On s'est beaucoup préoccupé de l'autosuffisance et de la sécurité des approvisionnements en pétrole brut au Canada. L'abondance de pétrole brut canadien n'a que peu d'importance, sauf en tant que produit d'exportation, s'il n'existe pas une industrie de raffinage canadienne viable qui puisse en assurer le traitement en vue d'assurer la consommation interne et l'exportation. Le pétrole brut ne peut faire fonctionner une automobile ou un système de chauffage.

La triste performance financière du secteur aval dans son ensemble n'a pu être supportable que parce que les grandes entreprises intégrées ont pu compenser le manque d'efficacité de ce secteur par l'existence de bénéfices raisonnables de leurs activités et investissements amont. Cette solution semble ne plus être viable alors que la valeur du pétrole brut continue de s'éroder et

qu'elle semble devoir se maintenir à de bas niveaux pendant encore un certain temps. Les grandes entreprises intégrées qui disposent d'importantes ressources financières pourront peut-être tolérer des bénéfices faibles, voire des déficits sur les produits pétroliers pendant un certain temps, mais les raffineurs indépendants ou régionaux, comme Ultramar, sont plus vulnérables.

Face à ces rendements chroniquement faibles, il est de plus en plus intéressant d'envisager l'importation et la distribution de produits étrangers à meilleur marché, plutôt que de les raffiner au Canada.

L'importation occasionnelle de produits pétroliers raffinés est un moyen valable d'équilibrer les budgets. Cela permet une utilisation optimale d'une raffinerie quels que soient la configuration de la demande, l'amalgame des prix des produits, et le prix et la qualité du pétrole brut. L'option visant à promouvoir les importations commence à nuire à l'intérêt public lorsque les raffineurs ou les importateurs la considère comme étant beaucoup plus attrayante que le raffinage sur place.

Les surplus de pétrole brut à l'échelle internationale se traduisent par l'existence d'importants surplus sans cesse grandissants de produits pétroliers à bas prix. Dans ces conditions, la position unique du Canada qui est le seul pays industriel n'ayant pas de droits de douane sur les principaux produits pétroliers (combustibles lourds, distillats et essence - il existe certains droits sur les huiles lubrifiantes et l'asphalte pour étanchéité) le rend particulièrement vulnérable. Le tableau ci-dessous met en évidence l'effet financier des droits de douane sur quatre produits pétroliers décrits dans les tarifs douaniers des États-Unis, de la Communauté économique européenne, du Japon et de l'Australie. Dans tous les cas, ces produits entrent librement au Canada. Lorsque ces produits sont en surplus à l'échelle mondiale, ils passent avec la plus grande facilité les plus basses barrières douanières.



DROITS DE DOUANE À L'IMPORTATION DE CERTAINS PRODUITS PÉTROLIERS  
TARIFS MFN CONVERTIS EN DOLLARS CANADIENS/M<sup>3</sup> - AVRIL 1986

<u>Produit</u>	<u>É.-U.</u>	<u>CEE</u>	<u>JAPON</u>	<u>AUSTRALIE</u>
Essence	4,60	15,70	16,57	61,38
Kérosène	4,60	20,87	11bre	52,75
Combustible lourd 3,5 % S	0,92	7,15	4,62-17,57 <sup>(1)</sup>	19,43
Naphte	0,92	13,33	0,96	2,67

(<sup>1</sup>) Selon l'utilisation finale.

Les États-Unis prélèvent des droits de douane modestes sur les produits pétroliers et le pétrole brut qui peuvent anihiler les exportations vers ce pays lorsque les marges de profit sont faibles. Même dans ce cas, certains des producteurs et raffineurs de pétrole réclament à cor et à cri une augmentation marquée des droits d'importation sur le pétrole brut et les produits pétroliers. La variante la plus courante à ce sujet est une échelle mobile variant à l'inverse du prix à l'importation du pétrole brut ou des produits pétroliers, de façon à ce que la somme des deux soit égale à une valeur notionnelle; par exemple, 25 \$ U.S. pour un baril de pétrole brut, ou 40 \$ U.S. pour un baril d'essence avec plomb. L'industrie canadienne du raffinage, qui est beaucoup plus vulnérable, n'a eu paradoxalement que peu de choses à dire à ce sujet.

L'objectif de la mise en évidence des ces vulnérabilités et de ces points de vue est de sensibiliser les responsables des politiques, de façon à ce que l'on puisse obtenir une politique plus appropriée basée sur une connaissance et une compréhension plus complètes de la situation.

#### Objectifs commerciaux

Le fait que l'on envisage d'augmenter les droits de douane sur les importations de produits pétroliers aux États-Unis inquiète les raffineurs

canadiens, en particulier les indépendants et les raffineurs régionaux. En 1985, ces derniers exportaient 20 % des produits extraits du pétrole brut, tandis que les raffineurs nationaux n'en n'exportaient que 5 %. Au cours de cette année, 35 % de la capacité des raffineurs régionaux était inactive, alors que chez les raffineurs nationaux ce pourcentage ne se montait qu'à 19 %. Les raffineurs régionaux s'intéressent donc aux exportations car ils représentent une possibilité de mettre le surplus de capacité de raffinage en activité. Lorsque le marché diminue, l'achat de points de vente au détail présente un risque élevé, mais c'était cependant la stratégie adoptée par Ultramar lors de l'achat de Gulf au Québec et dans les provinces de l'Atlantique.

L'Ontario est le plus important exportateur de produits pétroliers aux États-Unis : 15 % de sa production en 1985 alors que 20 % de sa capacité productive était inoccupée. La province a participé à 47 % des exportations de produits pétroliers du Canada au cours de cette année, soit quelque 76 000 barils par jour. L'accès au marché américain est l'une des raisons principales pour laquelle une seule raffinerie a été fermée (deux si l'on inclut la raffinerie Clarkson qui produit maintenant presque entièrement de l'huile lubrifiante) en Ontario depuis 1979, comparé à quatre au Québec.

Les États-Unis continuent d'imposer des droits de douane sur les importations de pétrole brut et de produits pétroliers provenant du Canada malgré les déclarations du Sommet de Shamrock de limiter ces droits au commerce de l'énergie. La seule étape de libéralisation des É.-U. a été la suppression des restrictions à l'exportation du pétrole brut des 48 États méridionaux vers le Canada.

Ultramar Canada appuie fortement, ne serait-ce que pour des questions d'équité, la liberté de commerce relatif au pétrole brut et aux produits pétroliers entre le Canada et les États-Unis. Les États-Unis représentent un immense marché. Le marché régional américain le plus accessible pour la raffinerie d'Ultramar de Québec est New York et la Nouvelle Angleterre, évalué à quelque 21 milliards de dollars en 1983. Il n'y a pas une seule raffinerie dans toute cette région, à l'exception du petit producteur d'asphalte d'Albany, New York.

Maintenant que les contrôles complexes du Canada à l'exportation des produits pétroliers ont été supprimés depuis le 1<sup>er</sup> juin 1985, les raffineurs canadiens font face à la possibilité de restrictions nettement plus marquées sur les importations aux États-Unis, ce qui serait une conséquence négative à une décision positive du Canada. L'attitude des États-Unis vis-à-vis des importations en bien fondée. Dans un rapport publié en 1984, l'Economist Intelligence du magazine Economist traitait en détail de la croissance des raffineries du Moyen-Orient orientées vers les exportations. Les importations de produits raffinés ont augmenté de façon systématique tout au long de 1984 et 1985, la consommation de pétrole est demeurée faible, et les raffineries américaines toujours en exploitation, de même que les raffineries canadiennes, ont fonctionné bien au-dessous de leur capacité. L'essence entre aux États-Unis à des prix inférieurs au prix de gros de celle qui est produite dans ce pays. Les législateurs, les raffineurs et les lobbyists sont maintenant bien au courant des nouvelles raffineries qui apparaissent au Moyen-Orient. En 1990, les raffineries du Moyen-Orient auront une capacité de production d'environ 2 millions de barils par jour de produits destinés à l'exportation. Les raffineurs américains envisagent une menace de sérieux déséquilibre des marchés si ces raffineries établissent le coût de leurs produits à des niveaux inférieurs aux prix plongeants du pétrole brut de l'OPEP. Si les producteurs et les raffineurs des pays de l'OPEP se comportent de la sorte, cela équivaldra à l'établissement de prix malhonnêtes.

### Conclusion

Le passage rigoureux au nouveau monde plein de difficultés du raffinage et de la vente du pétrole dans un marché international totalement ouvert et à l'encontre des intérêts des concurrents canadiens subventionnés a été rendu encore plus difficile par la réponse forte et fréquemment stridente des détracteurs de l'industrie. Cette question complexe nécessiterait plus de lumière et moins de tension. Il faudrait aussi une bonne mesure de bonnes informations, d'analyse équilibrée, de politiques basées sur la liberté du marché et de communications efficaces.







*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

10:00 a.m.

*From Husky Oil Limited:*

Mr. Arthur R. Price, President;  
Mr. J. Tom Graham, Manager, Heavy Oil Engineering,  
Heavy Oil Division;  
Mr. D. O. Gurel, Manager, Production.

*AFTERNOON MEETING*

2:00 p.m.

*From Petro-Canada Inc.:*

Mr. R. J. Mayo, President, Petro-Canada Products Division;  
Mr. G. N. Beauregard, Senior Vice-President, Eastern  
Region, Petro-Canada Products Division;  
Mr. W. R. Twiss, Vice-President, Corporate Planning,  
Petro-Canada Inc.;  
Mr. J. F. Bechtold, Senior Director, Supply Co-ordination,  
Petro-Canada Products Division.

4:00 p.m.

*From Ultramar Canada Inc.:*

Mr. L. D. Woodruff, Chairman of the Board.

10 heures

*D'Husky Oil Limited:*

M. Arthur R. Price, président;  
M. J. Tom Graham, gérant, Ingénierie du pétrole brut, divi-  
sion du pétrole brut;  
M. D. O. Gurel, gérant, production.

*SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI*

14 heures

*De Petro-Canada Inc.:*

M. R. J. Mayo, président, produits Petro-Canada;  
M. G. N. Beauregard, vice-président principal, région de  
l'est, Produits Petro-Canada;  
M. W. R. Twiss, vice-président, planification générale,  
Petro-Canada Inc.;  
M. M. J. F. Bechtold, directeur divisionnaire principal,  
Coordination de l'approvisionnement, Produits Petro-  
Canada.

16 heures

*De Ultramar Canada Inc.:*

M. L. D. Woodruff, président du conseil d'administration.



First Session  
Thirty-third Parliament, 1984-85-86

Première session de la  
trente-troisième législature, 1984-1985-1986

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, May 6, 1986

Le mardi 6 mai 1986

Issue No. 27  
Twenty-fifth Proceedings on:  
The National Energy Program

Fascicule n° 27  
Vingt-cinquième fascicule concernant:  
Le Programme énergétique national

WITNESSES:  
(See back cover)

TÉMOINS:  
(Voir à l'endos)





STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*

The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (or Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (or Doody)

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings

*Vice-président:* L'honorable R. James Balfour

Les honorables sénateurs:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (ou Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (ou Doody)

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Tuesday, December 18, 1984:

"The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the papers and evidence received and taken on the subject and the work accomplished during the Second Session of the Thirty-Second Parliament be referred to the Committee;

That the Committee be authorized to meet during an adjournment of the Senate;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mardi 18 décembre 1984:

«L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet et les travaux accomplis au cours de la deuxième session du trente-deuxième Parlement soient déferés au comité;

Que le Comité soit habilité à siéger au cours d'un ajournement du Sénat;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MAY 6, 1986  
(54)

## [Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 12:15 p.m. this day, *in camera*, the Honourable Thomas H. Lefebvre presiding pursuant to Committee Resolution dated December 13, 1984.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Hastings, Hays and Lefebvre. (4)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

Messrs. Dean Clay and Lawrence Harris made a statement and answered questions.

At 12:53 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

EVENING MEETING  
(55)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources resumed its meeting at 6:00 p.m. this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Bell, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre, Lucier and Roblin. (9)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

*Witnesses:*

*From PanCanadian Petroleum Limited:*

Mr. Bartlett B. Rombough, President and Chief Executive Officer;

Mr. W. C. Reinwart, Vice-President, Marketing;

Mr. R. J. Innes, Vice-President, Economy and Planning.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

The witnesses from PanCanadian Petroleum Limited made a statement and answered questions.

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 6 MAI 1986  
(54)

## [Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 12 h 15, à huis clos, sous la présidence de l'honorable Thomas H. Lefebvre, conformément à une résolution du Comité du 13 décembre 1984.

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Hastings, Hays et Lefebvre. (4)

*Également présents: Du bureau de recherche du Comité:* M. Dean Clay (science et technologie); M. Lawrence Harris (questions économiques). *Du bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est ordonné:—Que le Comité se réunisse à huis clos.

MM. Dean Clay et Lawrence Harris font une déclaration et répondent aux questions.

A 12 h 53, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

SÉANCE DU SOIR  
(55)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 18 heures sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings, (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Bell, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre, Lucier et Roblin. (9)

*Également présents: Du bureau de recherche du Comité:* M. Dean Clay (science et technologie). *Du bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Aussi présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

*Témoins:*

*De «PanCanadian Petroleum Limited»:*

M. Bartlett B. Rombough, président et chef de la Direction;

M. W. C. Reinwart, vice-président, Marketing;

M. R. J. Innes, vice-président, Économie et planification.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Les témoins de «PanCanadian Petroleum Limited» font une déclaration et répondent aux questions.



At 7:40 p.m. the Committee adjourned to the call of the Chair.

A 19 h 40, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTEST:*

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, May 6, 1986

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 6 p.m. to review all aspects of the National Energy Program including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, we welcome tonight, in our study of oil marketing in Canada, representatives from one of the largest Canadian companies, PanCanadian Petroleum Limited.

Their delegation is led by Mr. B. Rombough, President and Chief Executive Officer.

We welcome you, Mr. Rombough and look forward to your input into these discussions. Would you care to introduce the gentlemen with you? I understand that you have an opening statement and we will thereafter, no doubt, have questions for you.

**Mr. B. Rombough, President and Chief Executive Officer, PanCanadian Petroleum Limited:** Mr. Chairman, honourable senators, we are pleased to be here. Bart Rombough is my name, President and Chief Executive Officer of PanCanadian Petroleum. With me are Bill Reinwart, Vice-President, Marketing, and Rick Innes, Vice-President, Economics and Planning.

I believe your hearings into petroleum marketing in Canada are very timely and appropriate in light of significant changes during the last year. I am referring primarily to crude oil decontrol in Canada, and more recently the collapse in world oil prices. PanCanadian sincerely appreciates your invitation to present its views. We hope you find our comments, as one of the nation's major Canadian owned oil and gas producers, helpful in your deliberations.

As the committee well knows, the subject of petroleum supply and marketing is very complex, with wide-ranging implications that are even more pronounced at present, resulting from the rapid price decline. We will do our best to answer your questions.

In my opening remarks, I will focus on one specific area of serious concern to PanCanadian and other independent domestic producers. That area is the relationship between Canadian posted crude oil prices and world prices, the consequences of this relationship, its effects on the Canadian crude producing industry, and possible future implications for the industry and the nation. I will speak to those matters in general terms. However, we have more detailed information with us, if you wish to explore certain points further.

Crude oil pricing goes to the heart of one of the key questions in which we understand your committee is interested. That question is: How is the market in Canada functioning in

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 6 mai 1986

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 18 heures pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, nous accueillons ce soir, dans le cadre de notre étude sur la commercialisation du pétrole au Canada, des représentants de l'une des plus grandes sociétés canadiennes, la PanCanadian Petroleum Limited.

La délégation est présidée par M. B. Rombough, président et chef de la direction.

Bienvenue, monsieur Rombough, nous nous réjouissons à l'avance de votre contribution à nos discussions. Auriez-vous l'obligeance de bien vouloir nous présenter les collègues qui vous accompagnent? Je crois comprendre que vous désirez faire une déclaration préliminaire et il ne fait aucun doute que nous aurons à vous poser certaines questions.

**M. B. Rombough, président et chef de la direction, PanCanadian Petroleum Limited:** Monsieur le président, honorables sénateurs, nous sommes heureux d'être parmi vous ce soir. Mon nom est Bart Rombough, et je suis président et chef de la direction de la *PanCanadian Petroleum*. Sont à mes côtés ce soir, M. Bill Reinwart, vice-président, Marketing, et M. Rick Innes, vice-président, Économie et planification.

Je suis d'avis que vos audiences sur la commercialisation du pétrole au Canada tombent à point étant donné les changements importants qui se sont produits au cours de l'année qui vient de s'écouler. Je fais essentiellement allusion à la déréglementation du brut au Canada et à un fait encore plus récent, l'effondrement des prix mondiaux du pétrole. La PanCanadian vous remercie sincèrement de l'avoir invitée à vous présenter ses vues. Nous espérons que nos observations, en tant que l'un des principaux producteurs canadiens de pétrole et de gaz dans ce pays, vous seront utiles dans vos délibérations.

Comme le comité le sait, la question de l'approvisionnement en pétrole et de la commercialisation de ce produit est très complexe et a de vastes répercussions encore plus marquées à l'heure actuelle du fait de la baisse rapide des prix. Nous ferons de notre mieux pour répondre à vos questions.

Dans ma déclaration liminaire, j'insisterai sur un sujet précis qui préoccupe véritablement la PanCanadian et d'autres producteurs nationaux indépendants. Il s'agit des liens entre les prix affichés du brut canadien et les prix mondiaux, des conséquences de ces liens, de leur incidence sur les producteurs canadiens de brut et des répercussions éventuelles possibles pour les producteurs et la nation. Je traiterai de ces questions en des termes généraux. Toutefois, nous avons en main des renseignements plus détaillés que nous vous communiquerons avec plaisir si vous désirez approfondir certains points.

La tarification du brut touche au cœur d'une des questions clés qui, à ce que nous croyons comprendre, intéressent votre comité. Cette question est la suivante: comment le marché canadien fonctionne-t-il dans un climat de déréglementation?

*[Text]*

a deregulated environment? Our view, quite frankly, is that it is not functioning very well.

Canadian refiners have enormous buying leverage, which they have been fully exercising to their advantage. Equally important, the major refiners purchase and refine in total nearly three times more oil than they produce. This imbalance creates a bias towards minimizing prices upstream, with the potential for maximizing profits downstream.

Some would argue that we in Canada are in a free market with willing buyers and sellers. Those who make that argument should carefully consider that we have only four major domestic buyers of crude oil and several hundred producers. As well, a free market implies to us readily available domestic and export markets prepared to pay fair value. Unfortunately, all too frequently, that has not been the case.

In recent years, especially since decontrol, access to the United States markets for Canadian supplies has improved. However, Canadian produced crude is not yet viewed by U.S. refiners to be as secure and reliable a long-term source of supply as United States produced crude. This perception is, in part, an unfortunate side effect resulting from Canada's having restricted crude exports to the United States from the early 1970s until the mid-1980s.

Accordingly, U.S. refiners are generally not prepared to pay as much for Canadian crude as they do for United States crude. This point became apparent with the commencement of crude oil decontrol, when United States refiners' purchase prices often fell below Canadian producers' expectations by several dollars per barrel.

With deregulation, Canadian producers had expected to receive full world prices here at home. Instead, actual domestic prices might better be described as world prices with a discount, not unlike the situation Canadian producers have been facing in the United States market.

Immediately prior to decontrol in Canada in June 1985, the domestic refiners indicated that their prices for domestic crude would reflect world oil prices in general, but with specific recognition of prices in the United States market. This approach was suggested in order to reflect accurately the close interrelationship of the Canadian and United States petroleum markets. In particular, the pricing approach initially adopted by Canada's refiners was based upon directly linking Canadian crude prices to the U.S. West Texas Intermediate crude—generally known as WTI. The WTI crude stream is produced at about 1.5 million barrels per day and is used widely within the United States.

Most crude oils produced in the United States, including WTI, are priced on both a posted and spot basis. Posted prices cover long-term, more secure purchases, while spot prices are for short-term sales. Canadian refiners initially adopted the use of a formula that, we understand was based about 75 per

*[Traduction]*

Pour être francs avec vous, nous devons avouer qu'il ne fonctionne pas très bien.

Les raffineurs canadiens jouissent d'un énorme pouvoir d'achat qu'ils ont pleinement exercé à leur avantage. Fait tout aussi important, les gros raffineurs achètent et raffinent au total près de trois fois plus de pétrole qu'ils n'en produisent. Ce déséquilibre a tendance à favoriser une diminution des prix en amont, d'où la possibilité de maximiser les profits en aval.

Certains diraient sûrement que nous avons la chance au Canada d'avoir un marché libre dont peuvent facilement s'accommoder acheteurs et vendeurs. Je leur répondrais qu'ils ne doivent pas perdre de vue le fait qu'il y a au Canada quatre grands acheteurs nationaux de brut seulement contre plusieurs centaines de producteurs. En outre, un marché libre sous-entend pour nous la possibilité d'obtenir un juste prix sur les marchés nationaux et d'exportation. Malheureusement, trop fréquemment, cela n'a pas été le cas.

Au cours des dernières années, surtout depuis la déréglementation, les marchés américains sont devenus davantage accessibles aux produits canadiens. Cependant, les raffineurs américains ne considèrent pas encore le brut produit au Canada comme une source d'approvisionnement à long terme aussi sûre et fiable que celui produit aux États-Unis. Pareille façon de voir est en quelque sorte une conséquence fâcheuse des restrictions imposées par le Canada à l'égard des exportations de brut vers les États-Unis depuis le début des années 70 jusqu'au milieu des années 80.

Par conséquent, les raffineurs américains ne sont habituellement pas prêts à payer autant pour du brut canadien que pour du brut américain. C'est devenu particulièrement apparent lorsque la déréglementation a pris effet puisque les prix d'achat des raffineurs américains ont souvent été inférieurs de plusieurs dollars le baril aux attentes des producteurs canadiens.

Une fois l'industrie déréglementée, les producteurs canadiens s'attendaient à recevoir le plein prix mondial chez eux. Le contraire s'est produit. La meilleure façon de décrire les prix nationaux serait de dire qu'il s'agit des prix mondiaux au rabais, situation qui s'apparente à celle qu'ont connue les producteurs canadiens sur le marché américain.

Juste avant que prenne effet la déréglementation au Canada en juin 1985, les raffineurs nationaux ont indiqué que les prix du brut refléteraient les prix mondiaux du pétrole, compte tenu cependant des prix en vigueur sur le marché américain. On a adopté cette approche afin de tenir adéquatement compte des liens étroits entre les marchés pétroliers canadien et américain. Plus particulièrement, l'approche adoptée au départ par les raffineurs du Canada a consisté à établir un lien direct entre les prix du brut canadien et ceux du U.S. West Texas Intermediate—plus généralement connu sous le sigle WTI. Le WTI est produit à un rythme de 1,5 million de barils par jour et est très utilisé aux États-Unis.

La majeure partie du brut produit aux États-Unis, y compris le WTI, est assorti tant d'un prix affiché que d'un prix sur le marché au comptant (spot). Les prix affichés valent dans le cas des achats plus sûrs à long terme alors que les prix au comptant (spot) valent pour les ventes à court terme. Les raffi-



## [Text]

cent on WTI posted prices and 25 per cent on WTI spot prices. PanCanadian's later analysis indicated an appropriate ratio to be in the order of 70 per cent to 30 per cent, and our subsequent conclusions are developed from this ratio.

Having regard to that background, Canadian producers, including PanCanadian, believed the refiners' proposed formula to be an appropriate pricing method for Canadian-produced crude oil for consumption within Canada. During the first few months after decontrol, the new pricing formula operated satisfactorily from both the consumer and producer viewpoints. However, starting in August of 1985, Canadian refiners introduced discount prices which were as much as \$1 Canadian per barrel below what would be derived using their own formula, and when world prices began to fall sharply in January 1986, Canadian refiners completely abandoned their original pricing formula, even though the fundamental underlying relationships had remained unchanged.

We estimate that no more than 30 per cent of WTI crude has been sold on a spot basis, at most times, since June 1985. Yet, despite this, Canadian refiners in January 1986 quickly switched their pricing method from one, using about 25 per cent WTI spot prices to another which reflected, essentially, 100 per cent spot prices.

The reason for this change, in PanCanadian's view, was very simple. WTI spot prices were declining much more sharply than posted prices. With their favourable buying position, the major Canadian refiners were able to dictate cheap prices to a widely-scattered group of crude producers. The end result is that Canadian-produced crude is the lowest priced in the world.

The net effect of this approach, by our calculations, is that Canadian-produced crude oil has been undervalued at times by nearly \$5 Canadian per barrel, and on average, thus far in 1986, by about \$3 per barrel. On production used in domestic markets of about 1.1 million barrels per day, the cost to crude producers and governments has been substantial, reaching over \$5 million per day at times, and averaging about \$3.3 million per day.

During the first four months, this cost to producers and governments was about \$400 million, over and above the revenue declines experienced as a result of the fall of world oil prices. This additional shortfall of revenues would have made a significant contribution to the cash flow of the Canadian-producing industry and would have offset, to some degree, the serious damage to capital spending and employment levels caused by the collapse in world oil prices.

Looking to the reasonably foreseeable future, most forecasts published in recent years, including some by the NEB, have shown Canada continuing to be a net exporter of crude oil, and therefore self-sufficient. However, fundamental to that enviable position as a net exporter for Canada was a sustained high

## [Traduction]

neurs canadiens ont à l'origine adopté une formule voulant que, si nous comprenons bien, environ 75p. 100 du WTI sont vendu au prix affiché et 25p. 100 sur le marché au comptant. Une analyse effectuée par la suite par la *PanCanadian* donne à entendre que le bon ratio serait plutôt de l'ordre de 70 et de 30p. 100, et c'est à partir de ces derniers que nous vous présentons les observations, qui suivent.

Cela étant dit, les producteurs canadiens, y compris la *PanCanadian*, ont cru que la formule proposée par les raffineurs était une méthode de tarification adéquate du brut produit au Canada pour y être utilisé. Au cours des premiers mois qui ont suivi la déréglementation, la nouvelle formule de tarification a fonctionné de façon satisfaisante tant du point de vue du consommateur que de celui du producteur. Toutefois, à partir d'août 1985, les raffineurs canadiens ont commencé à réduire d'autant que de 1 \$ canadien le baril les prix auxquels ils seraient arrivés selon leur propre formule et, lorsque les prix mondiaux ont commencé à chuter en janvier 1986, ils ont complètement abandonné leur formule de tarification première même si les liens qu'elle supposait étaient demeurés inchangés.

Nous estimons que pas plus de 30p. 100 du WTI a été vendu sur le marché au comptant à quelque moment que ce soit depuis juin 1985. Pourtant, les raffineurs canadiens se sont empressés en janvier 1986 de modifier leur méthode de tarification pour imposer dans littéralement 100p. 100 des cas le prix sur le marché au comptant du WTI alors qu'il n'intervenait auparavant que dans 25 p. 100 des cas.

De l'avis de la *PanCanadian*, la raison de ce changement est très simple. Les prix au comptant (spot) du WTI baissaient beaucoup plus rapidement que les prix affichés. Parce que le marché les favorisait en tant qu'acheteurs, les grandes raffineries canadiennes ont pu imposer des prix dérisoires à un groupe éparpillé de producteurs de brut. Résultat: le brut produit au Canada est le moins cher au monde.

D'après nos calculs, cette approche a eu nettement pour effet une sous-évaluation du brut produit au Canada pouvant aller dans certains cas jusqu'à près de 5 \$ canadiens le baril et s'établissant en moyenne, depuis le début de 1986, à environ 3 \$ le baril. Le coût des 1,1 million de barils produits par jour pour être utilisés sur les marchés nationaux a été énorme pour les producteurs et les gouvernements, atteignant parfois plus de 5 millions de dollars par jour et se situant en moyenne à environ 3,3 millions de dollars.

Au cours des quatre premiers mois de l'exercice, le coût pour les producteurs et les gouvernements a été d'environ 400 millions de dollars, sans compter la baisse des revenus attribuable à la chute des prix mondiaux du pétrole. Les revenus additionnels ainsi perdus auraient ajouté à la marge d'autofinancement des producteurs canadiens et auraient compensé, jusqu'à un certain point, les dommages graves au chapitre des dépenses de capital et des taux d'emploi causés par l'effondrement des prix mondiaux du pétrole.

D'après la plupart des prévisions publiées ces dernières années, notamment par l'Office national de l'énergie, le Canada continuerait dans un avenir prévisible à être un exportateur net de brut, donc à s'autosuffire. Cependant, le Canada ne pourrait pas maintenir cette position enviable s'il n'arrivait

## [Text]

level of additions to the nation's crude oil productive base. That outlook could be significantly changed by the world crude price decline and related reduction in producer cash flow and investment return prospects.

A continuation of unwarranted low pricing will only further aggravate this serious situation and contribute to increasing Canada's vulnerability to the vagaries of unpredictable foreign crude supply sources. We believe and respectfully recommend that the interests of crude oil producers, refiners, consumers and the nation as a whole is best served by a crude oil pricing philosophy and approach which provides reasonable recognition of the interests and needs of all parties, not just those who seem to have the leverage at a particular point in time.

PanCanadian submits that this balance of various interests could be best achieved if Canadian refiners would return to the same pricing approach which they initially implemented at the commencement of deregulation in June of last year. That method, based on WTI prices—70 per cent postings and 30 per cent spot—is the fairest reflection of the actual business being transacted, on a daily basis, in a visible major market crude oil actively produced and widely used in North American markets. Moreover, this method would provide full world prices, which were promised to Canadian producers under the Western Accord.

PanCanadian believes that readoption of that pricing approach would be beneficial, not just to producers, but to the nation as a whole. Increased revenue and cash flow in the hands of producers can result in a higher amount of reinvestment in future crude supply development and badly-needed economic activity and jobs. As well, Canadian consumers could continue to benefit from a share in the reduction in world oil prices.

This concludes my opening remarks, Mr. Chairman. We have attached to the copy of my remarks a copy of some slides we have here with us. These slides provide more details on the concerns I have just reviewed. We would be happy to take the committee through these slides, if you wish. Also, we would be pleased to answer your questions.

**The Chairman:** Perhaps you would proceed with your slides on the understanding that we may ask some questions as you proceed.

However, before we do that, there is one matter I have to resolve respecting the continuing work of the committee. All along, we have been trying to get Mr. Vern Millard, Chairman of the Energy Resources Conservation Board of Alberta to appear before the committee. We finally agreed on 3:00 o'clock next Thursday if that is agreeable to the committee. He is important enough to be heard although this will mean a Thursday afternoon meeting next week. Is it agreed?

**Senator Kenny:** Is that two days from now?

**The Chairman:** No, a week from now.

**Senator Hays:** The 15th of May.

## [Traduction]

pas à élargir constamment sa base de production de brut. Ces prévisions pourraient ne pas se réaliser si les prix mondiaux du brut baissaient et si la marge d'autofinancement et les profits des producteurs s'en trouvaient réduits.

Si les prix sont maintenus sans raison à un aussi bas niveau, la situation ne pourra que s'aggraver, et le Canada sera davantage vulnérable aux caprices de sources imprévisibles d'approvisionnement en brut étranger. Nous soumettons respectueusement que les intérêts des producteurs de brut, des raffineurs, des consommateurs et de la nation dans son ensemble seraient mieux servis par une approche de tarification du brut qui tiendrait raisonnablement compte des intérêts et des besoins de toutes les parties, non seulement de celles qui semblent détenir le pouvoir à un moment particulier.

La PanCanadian est d'avis que le meilleur moyen de rétablir l'équilibre serait pour les raffineurs canadiens de revenir à l'approche de tarification qu'ils avaient adoptée au moment de l'entrée en vigueur de la déréglementation au mois de juin de l'an dernier. Cette approche, fondée à 70p. 100 sur le prix affiché et à 30 p. 100 sur le prix sur le marché au comptant du WTI, est celle qui traduit de la façon la plus juste les transactions au jour le jour du brut repère produit et largement utilisé sur les marchés d'Amérique du Nord. De plus, cette méthode garantirait le plein montant des prix mondiaux promis aux producteurs canadiens en vertu de l'accord intervenu.

La PanCanadian croit que le retour à cette approche de la tarification serait profitable non seulement aux producteurs, mais également à toute la nation. Des revenus et une marge d'autofinancement accrus pour les producteurs pourraient entraîner de plus nombreux investissements dans la production de brut et la relance tant attendue de l'activité économique et de l'emploi. De plus, les consommateurs canadiens pourraient eux aussi continuer à profiter de la réduction des prix mondiaux du pétrole.

Voilà, monsieur le président, mes observations préliminaires. Nous avons joint au texte de ma déclaration une copie de certaines diapositives que nous avons avec nous ici. Ces diapositives donnent plus de détails sur les questions que je viens de cerner. Nous serions heureux de commenter ces diapositives au comité, s'il le désire. Nous serions également heureux de répondre à vos questions.

**Le président:** Peut-être pourriez-vous nous montrer vos diapositives à condition que nous puissions poser certaines questions au fur et à mesure.

Toutefois, avant que nous n'allions plus loin, il y a une question que je dois résoudre au sujet des travaux du comité. Depuis le début, nous essayons d'obtenir que M. Vern Millard, président de l'*Energy Resources Conversation Board* de l'Alberta témoigne devant le comité. Si les membres sont d'accord, nous le rencontrerons à 15 heures jeudi prochain. Il est suffisamment important pour que nous le reconstruions même si cela veut dire que le comité devra se réunir dans l'après-midi jeudi prochain. Les sénateurs sont-ils d'accord?

**Le sénateur Kenny:** Voulez-vous dire dans deux jours?

**Le président:** Non, dans une semaine exactement.

**Le sénateur Hays:** Le 15 mai.



[Text]

**Hon. Senators:** Agreed.

**The Chairman:** He will have a particularly heavy week next week because we will have three meetings on Monday, one on Tuesday and one on Thursday. You will be happy to know that will be the final meeting regarding this particular inquiry.

**Mr. W. C. Reinwart, Vice-President, Marketing, Pan-Canada Petroleum limited:** Mr. Chairman, honourable senators, we have about six slides we wish to show you. This is the information we developed to arrive at the conclusion that Canadian crude has been undervalued. As we go through these slides, if you wish to ask questions or require clarification, please feel free to stop me.

Incidentally, these slides are attached to Mr. Rombough's remarks.

This slide seems like a very busy picture but I think we can simplify it quickly for you. The prices we are showing are prices of delivered oil to Chicago and they are in U.S. dollars on a vertical scale. The orange line is WTI's spot oil. This line is shown in red on the copy. The next line I would draw to your attention would be the WTI average postings. That is illustrated by a blue line. We will speak about what these postings mean momentarily. The third line shows Canadian marker crudes. That is an average of three Canadian refiners' prices and that is shown by a green line.

The WTI postings are for seven major integrated refiners. The Canadian markers are the average for Esso, PetroCanada and Shell. We will develop that a little further in a few moments. As can be seen, the slide shows the period from June, 1985, through April, 1986. There are several broad trends to which I would like to draw the attention of senators, and I think that they would be generally familiar with these. Mr. Rombough mentioned that Canadian refiners initially indicated a pricing method, 75 per cent of which would be based on WTI postings and 25 per cent of which would be based on WTI spot prices. In the period from June through about September, the green and blue lines were following fairly closely, and the spot market as well, the red line on your chart, again was fairly closely being followed.

As we proceed into the fall, the spot prices started to increase but, as can be seen, the refiners were starting to deviate from their formula even at that time. They were holding the Canadian postings at the level of the west Texas postings. Again, the blue and green lines were holding fairly closely to the end of the year. Then, at the beginning of the year—specifically, the middle of January—a complete reversal took place. From then on, the WTI or the Canadian markers have been following much more closely, in fact almost dead on, at times, with WTI spot prices. On your charts, this would be comparing the red line, which is the orange line on the slide here, with the green line. It can be seen that since the first of January they have been, in almost all cases, well below the blue line, which is the WTI posting.

[Traduction]

**Des voix:** D'accord.

**Le président:** Nous avons un horaire particulièrement chargé la semaine prochaine parce que nous tiendrons trois séances lundi, un mardi et une autre jeudi. Vous serez heureux d'apprendre que ce sera la dernière séance sur cette question particulière.

**M. W. C. Reinwart, vice-président, Marketing, PanCanada Petroleum Limited:** Monsieur le président, honorables sénateurs, nous aurions six diapositives à vous présenter. Il s'agit des renseignements que nous avons recueillis pour en arriver à la conclusion que le brut canadien a été sous-évalué. Si vous désirez poser des questions ou si avez besoin d'explications, n'hésitez pas à m'interrompre.

Soit dit en passant, ces diapositives sont jointes aux observations de M. Rombough.

Cette diapositive peut vous sembler inintelligible, mais j'aurai tôt fait de vous l'expliquer. Les prix qui y figurent sont ceux du pétrole livré à Chicago, en dollars américains, selon une échelle ascendante. La ligne orange représente le prix sur le marché au comptant du WTI. Cette ligne figure en rouge sur votre copie. La prochaine ligne sur laquelle j'aimerais attirer votre attention représente les prix affichés moyens du WTI. Il s'agit de la ligne bleue. Je vous expliquerai dans un instant ce que veulent dire ces prix affichés. La troisième ligne représente les bruts repères canadiens. Il s'agit de la moyenne des prix de trois raffineurs canadiens et elle est représentée par une ligne verte.

Les prix affichés du WTI sont ceux de sept grands raffineurs intégrés. Les repères canadiens sont la moyenne pour Esso, Petro Canada et Shell. Nous entrerons dans les détails dans quelques instants. Comme vous pouvez le voir, la diapositive porte sur la période de juin 1985 à avril 1986. Elle indique plusieurs grandes tendances sur lesquelles j'aimerais attirer l'attention des sénateurs et dont ils doivent déjà avoir une idée d'ailleurs. M. Rombough a mentionné que les raffineurs canadiens avaient au départ établi une méthode de tarification basée à 75 p. 100 sur le prix affiché et à 25 p. 100 sur le prix au comptant du WTI. Au cours de la période de juin à septembre, les lignes verte et bleue étaient assez rapprochées l'une de l'autre et le marché au comptant également, représenté en rouge sur votre tableau, était suivi d'assez près.

Lorsque l'automne est arrivé, les prix sur le marché au comptant ont commencé à augmenter, mais, comme vous pouvez le voir, les raffineurs avaient déjà commencé à ce moment-là à dévier de la formule établie. Ils maintenaient les prix affichés au Canada au même niveau que ceux de West Texas. Là encore, les lignes bleue et verte étaient assez rapprochées l'une de l'autre à la fin de l'année. Puis, au début de l'année suivante—plus précisément vers le milieu de janvier—la situation s'est renversée complètement. A partir de ce moment-là, le WTI ou les repères canadiens se sont rapprochés beaucoup plus; en fait, à certains moments, ils ont été analogues au prix sur le marché au comptant du WTI. Vous n'avez qu'à comparer sur vos tableaux la ligne rouge qui est orange sur la diapositive, avec la ligne verte. Vous pouvez voir que depuis le 1<sup>er</sup> janvier ces prix se sont situés, dans presque tous les cas, bien



[Text]

**The Chairman:** You have said that they deviated from their formula. Could you tell us what their formula was?

**Mr. Reinwart:** The formula was basically this, senator: It was 75 per cent WTI postings, which would be the blue line that you see on your chart, and 25 per cent WTI spot prices. Those, of course, would be converted to Canadian dollars, eventually, and brought back to Edmonton. In any event, the fundamentals were based on that as an approach.

**The Chairman:** You then said that they switched the formula?

**Mr. Reinwart:** They completely abandoned the formula. Towards the end of 1985 they deviated from it. It can be seen that the spot prices went up, so there should have been a notional direction up of Canadian markers and there really was none at all. Then, in January, they completely abandoned the formula. They went, in effect, from about 25 per cent spot prices to 100 per cent spot prices, as Mr. Rombough indicated in his remarks. You can see how the data flows on the charts.

**Senator Balfour:** For clarification, in what way does the Edmonton spot price relate to the Chicago spot price?

**Mr. Reinwart:** In comparison to what you are seeing here, we do two things. We would subtract transportation, which would be about \$1 a barrel, from Chicago back to Edmonton, on the Interprovincial Pipeline. We would then convert the price into Canadian dollars.

**Senator Balfour:** Why would you deduct transportation costs?

**Mr. Reinwart:** The notion, senator, is to bring Chicago in as a common basing price point. The idea would be to deliver oil from Alberta—perhaps we could use Edmonton as a departure point—to Chicago. So we would take Alberta based prices, delivered to Chicago, and that would establish a delivered price for Canadian crude to be competing against its competitive alternates in the United States market.

**Senator Balfour:** But wouldn't the significant amount of Alberta crude oil be purchased in Edmonton for refineries there?

**Mr. Reinwart:** Definitely.

**Senator Balfour:** Would that not be done at that spot price?

**Mr. Reinwart:** You are right with me and I will develop that point a little further in a moment. The prices you see here on these markers are for all of the oil produced in Canada and consumed in Canada in all locations.

**Senator Balfour:** I do not want to anticipate your argument, but it would seem to me to be more logical to do it in reverse.

**Mr. Reinwart:** How is that?

[Traduction]

en-deçà de la ligne bleue, qui représente les prix affichés du WTI.

**Le président:** Vous avez dit que les raffineurs avaient dévié de leur formule. Pouvez-vous nous dire en quoi consistait cette formule?

**M. Reinwart:** La formule était fondamentalement la suivante, sénateur: 75 p. 100, prix affichés du WTI, qui correspondraient à la ligne bleue que vous avez sur votre tableau, et 25 p. 100, prix du WTI sur le marché au comptant. Ces prix bien entendu ont été convertis en dollars canadiens et communiqués à Edmonton. Quoi qu'il en soit, c'est essentiellement l'approche qui avait été adoptée.

**Le président:** Vous avez dit que les raffineurs avaient ensuite changé de formule?

**M. Reinwart:** Ils ont complètement abandonné la formule. Vers la fin de 1985, ils en ont dévié. Vous pouvez voir que les prix sur le marché au comptant ont augmenté de sorte qu'il y aurait dû y avoir une tendance à la hausse des repères canadiens, mais il n'y en a eu aucune. Puis, en janvier, ils ont complètement abandonné la formule. Ils sont passés en fait de 25 p. 100 des prix au comptant à 100 p. 100, comme M. Rombough vous l'a indiqué dans ses observations. Vous pouvez voir comment se présentent les données sur les tableaux.

**Le sénateur Balfour:** Pour plus de clarté, quel rapport y a-t-il entre le prix au comptant à Edmonton et celui à Chicago?

**M. Reinwart:** Comparé à ce que vous voyez ici, nous faisons deux choses. Nous soustrayons le coût du transport, qui est d'environ 1 \$ le baril, à Edmonton en provenance de Chicago, sur le pipeline interprovincial. Nous effectuons ensuite la conversion en dollars canadiens.

**Le sénateur Balfour:** Pourquoi déduire les coûts de transport?

**M. Reinwart:** C'est, sénateur, en vue d'établir un prix de base commun pour le pétrole à Chicago. Il s'agirait de livrer du pétrole de l'Alberta, en prenant peut-être Edmonton comme point de départ, vers Chicago. Nous utiliserions donc les prix de l'Alberta, livrerions le pétrole à Chicago, ce qui permettrait d'établir un prix du brut à la livraison concurrentiel face aux autres sources sur le marché américain.

**Le sénateur Balfour:** Mais la quantité importante de brut de l'Alberta ne serait-elle pas achetée à Edmonton pour les raffineries qui s'y trouvent?

**M. Reinwart:** Certainement.

**Le sénateur Balfour:** Est-ce que cela ne se ferait pas au prix au comptant?

**M. Reinwart:** Vous me suivez, et j'approfondirai ce point dans un instant. Les prix que vous voyez ici sont ceux de tout le pétrole produit au Canada et consommé dans tout le pays.

**Le sénateur Balfour:** Je ne voudrais pas anticiper sur ce que vous allez dire, mais il me semblerait plus logique d'adopter la démarche inverse.

**M. Reinwart:** Comment cela?

[Text]

**Senator Balfour:** Let us hypothesize for a moment. Suppose that we shut in all of the Alberta crude. How would the Edmonton refinery get its crude?

**Mr. Reinwart:** It would be virtually impossible. The only way to do it would be to reverse the interprovincial pipeline system.

**Senator Balfour:** But in Chicago you have the transportation costs.

**Mr. Reinwart:** I like your approach, senator; it is an interesting approach. Thank you, that is very helpful.

**The Chairman:** The Chicago price plus freight or plus transportation becomes the Edmonton posting, is that correct?

**Mr. Reinwart:** This is what the senator is suggesting as a possible approach, and I like it.

**The Chairman:** But what is used now?

**Mr. Reinwart:** What is used now, and in essence what we are doing, is focusing on Chicago because that is the basing point, if you will, for arriving at competitive values for Canadian crude as compared to the alternate supplies coming into the U.S. market either from U.S. sources or from offshore.

**Senator Balfour:** In actual fact, in terms of the realities of the marketplace, the Edmonton refiner would probably have to go to Oklahoma or Texas and move it up from there?

**Mr. Reinwart:** Definitely. You are anticipating, senator, the next fundamental point I was about to mention.

**Mr. Dean Clay, Adviser to the Committee:** Before you go on, however, is there not also a small tariff to be subtracted from that?

**Mr. Reinwart:** From which one?

**Mr. Clay:** The tariff would apply to oil moving into the United States.

**Mr. Reinwart:** You are referring to Canadian oil moving into the United States? Yes, there is a pipeline tariff and an import fee. Is that what you are thinking of? It is about 10 cents per barrel U.S., yes.

**The Chairman:** If there are no other questions, I would ask the witness to proceed.

**Mr. Reinwart:** I suggest that we read through the title of the next slide together. It reads "Canadian Crude Illustrative Demand Served by Canadian Supply from August through November of 1985." The reason we did this chart was in order to try to satisfy ourselves as to what was really a fair reflection of how much oil used in Canada is really spot market sensitive—or import sensitive, which is therefore spot market sensitive—and how much of it is not. This is focusing directly upon the point that Senator Balfour is driving at.

You can see that we have shown the various regions of the country that are served by oil produced in either Alberta or Saskatchewan, some amounts in British Columbia and some amounts in the Northwest Territories. We have excluded the Atlantic provinces, basically, because there is not much in the way of domestic supply serving that market. The sum total

[Traduction]

**Le sénateur Balfour:** Supposons que nous coupons tout l'approvisionnement de brut de l'Alberta. Comment les raffineries d'Edmonton obtiendraient-elles leur pétrole brut?

**M. Reinwart:** Ce serait à peu près impossible. La seule façon de le faire serait d'inverser le système de pipeline interprovincial.

**Le sénateur Balfour:** Mais à Chicago il y a les coûts de transport.

**M. Reinwart:** Vous soulevez un point intéressant, sénateur; je vous remercie, c'est très utile.

**Le président:** Le prix affiché à Edmonton comprend le prix du pétrole à Chicago plus le fret ou le transport, est-ce exact?

**M. Reinwart:** C'est ce que le sénateur suggère comme approche possible, et cela me plaît.

**Le président:** Mais comment procède-t-on maintenant?

**M. Reinwart:** Essentiellement, nous nous basons sur le prix à Chicago pour établir des prix concurrentiels pour le pétrole brut par rapport aux autres ressources qui approvisionnent le marché américain, qui proviennent du territoire États Unis ou au large des côtes.

**Le sénateur Balfour:** En réalité, le raffineur d'Edmonton devrait probablement s'approvisionner en Oklahoma ou au Texas?

**M. Reinwart:** Tout à fait. Vous anticipez, sénateur, sur le prochain point fondamental que je vais soulever.

**M. Dean Clay, conseiller du comité:** Avant de poursuivre, n'y a-t-il pas un léger tarif à soustraire de cela?

**M. Reinwart:** De quoi?

**M. Clay:** Le tarif s'appliquerait au pétrole expédié aux États-Unis.

**M. Reinwart:** Vous parlez du pétrole canadien expédié aux États-Unis? Oui, il y a un tarif sur le pipeline et un droit d'importation. Est-ce à cela que vous pensez? Il est d'environ 10 cents le baril U.S.

**Le président:** S'il n'y a pas d'autres questions, je demanderai au témoin de commencer.

**M. Reinwart:** Je propose de regarder la prochaine diapositive intitulée: «Demande de pétrole brut canadien satisfaite à partir des réserves canadiennes, entre août et novembre 1985.» Nous avons tracé ce diagramme pour connaître la quantité réelle de pétrole consommée au Canada qui est vraiment dépendante du marché spot, ou du marché des importations. Cela vise directement l'aspect que soulève le sénateur Balfour.

Comme vous pouvez le voir nous avons indiqué les diverses régions du pays approvisionnées en pétrole de l'Alberta ou de la Saskatchewan, certaines quantités provenant de la Colombie-Britannique et des territoires du Nord-Ouest. Nous avons exclu les provinces Atlantiques parce que ce marché s'approvisionne peu à même les ressources nationales. La demande



[Text]

from regions served is a demand of about 1.1 million barrels per day.

I would then draw your attention to the column headed "Import Sensitive" on the far right hand side. That is our assessment by region of the amount of oil which could be substituted by imported oil. Therefore, quite legitimately, it should be sensitive to spot market prices on the international scene. Interestingly enough, we have reviewed this information with two of the major refiners and they fundamentally agreed with us in terms of the conclusions that we had arrived at; that is, that about 30 per cent of the oil used in Canada that is produced in Canada is really import or spot market sensitive, so 70 per cent is domestic supply dependent, Senator Balfour.

I think this focuses in on the point that you were making, which is that, particularly when we get into the prairie provinces, the fundamental source of oil is dependent upon the oil from Alberta. Failing that source, they must go a long way to get other supplies.

**Senator Hays:** If, in your first chart, you had used the international spot price instead of the WTI spot price, would the result have been much different?

**Mr. Reinwart:** I do not think so. It might have been notionally somewhat lower. By notionally, I would suggest perhaps a dollar a barrel U.S., but not lower than that. I think that it is fair to use WTI, although certainly other international oils could have been used.

**Senator Hays:** Is it not so, however, that most of that import sensitive product would be going into the eastern market and international would be accessible to it?

**Mr. Reinwart:** Definitely. If I might anticipate your question, it might be: Would the oil going into Quebec, for example, be West Texas Intermediate? I think the answer, practically speaking, would be no. It would probably be an oil like Brent out of the North Sea, for example. I think that it is perfectly reasonable to equate the two for purposes of the analysis that we are developing. I think that the refiners would agree to that.

**Senator Hays:** They are not that much different, in any event, are they?

**Mr. Reinwart:** They are not really that different, no.

Moving on to the next slide, I will say that we are not trying to dazzle you with a lot of arithmetic, but we thought that we would take you through the calculation of the difference in the values between Canadian oil and U.S. oil based on this formula approach. Perhaps we could summarize some of the information in this chart. If you look at the section entitled "A. WTI Postings" you will see a list of seven major U.S. refiners. We will develop a little more information about them in a moment. In any event, those are the refiners whose postings for west Texas intermediate oil that we have consistently used in measuring and coming up with our analysis and numbers. You can see that the calculations we have done are on a very specific day. We thought we would do that to give you an idea of how the arithmetic works. The date was March 5, 1986. On that day the average of the postings of those seven refiners was

[Traduction]

totale des régions desservies représente environ 1,1 million de barils par jour.

J'attire maintenant votre attention sur la colonne intitulée «Pétrole dépendant des importations». Il s'agit, par région, de la quantité de pétrole qui pourrait être remplacée par le pétrole importé. Dans ce cas, il faudrait se fonder sur le prix du marché spot sur la scène internationale. Il est intéressant de noter que nous avons vérifié cette information auprès de deux des principaux raffineurs et ils étaient fondamentalement d'accord avec nos conclusions: environ 30p. 100 du pétrole consommé et produit au Canada dépend des importations ou du marché spot et que 70p. 100 dépend de l'approvisionnement intérieur.

Sénéateur Balfour, je pense que cela met en évidence le point que vous souleviez: dans le cas des Prairies, la source principale d'approvisionnement est l'Alberta. Autrement, il faut aller loin pour trouver d'autres sources de pétrole.

**Le sénateur Hays:** Si, dans votre premier diagramme, vous aviez utilisé le prix spot international au lieu du prix spot WTI, les résultats auraient-ils été sensiblement différents?

**M. Reinwart:** Je ne pense pas. Il aurait peut-être été légèrement inférieur, peut-être d'un dollar le baril U.S., mais pas plus. Je pense qu'il est juste de se référer au WTI, bien qu'on aurait pu se référer à d'autres sources internationales.

**Le sénateur Hays:** N'est-ce pas un fait, toutefois, que la majeure partie des approvisionnements dépendants des importations seraient expédiés vers le marché de l'est et que le marché international leur serait accessible?

**M. Reinwart:** Certainement. Si je puis anticiper, votre question serait la suivante: Est-ce que le pétrole expédié vers le Québec, par exemple, proviendrait du WTI? Je pense qu'en pratique ce ne serait pas le cas. Ce serait plus probablement de pétrole provenant de Brent dans la Mer du Nord, par exemple. Je pense qu'on peut établir un parallèle entre les deux pour les fins de l'analyse que nous faisons. Je pense que les raffineries seraient d'accord.

**Le sénateur Hays:** Il n'y a donc pas tellement de différence de toute façon?

**M. Reinwart:** Ils ne sont pas tellement différents, non.

En ce qui concerne la prochaine diapositive, je souligne que notre intention n'est pas de vous submerger de chiffres, mais nous avons voulu calculer par cette formule la différence de prix entre le pétrole canadien et le pétrole américain. Nous pourrions peut-être vous résumer l'information contenue sur ce diagramme. A la rubrique intitulée «A Prix affiché du pétrole WTI, vous voyez une liste de sept importantes raffineries américaines. Nous vous donnerons un peu plus d'informations à leur sujet tout à l'heure. De toute façon, nous nous sommes basés sur les prix affichés par ces pétrolières pour le WTI pour effectuer notre analyse et procéder aux calculs. Comme vous le voyez, les calculs que nous avons effectués concernent une date précise; nous l'avons fait pour que vous ayez une idée précise de la façon dont on obtient les chiffres. La date était le 5 mars 1986. Ce jour-là, les prix moyens affichés des sept raffineries



**[Text]**

\$17.60 per barrel. You can see that about midway on the chart. Just below the "WTI Postings" we have the "WTI Spot" price, which, on that day, was \$12.10 per barrel—both of those being in U.S. dollars. We took those numbers through the weighting process of 70 per cent and 30 per cent appropriately for the various types of prices, and came up with an average value of almost \$16 per barrel in U.S. dollars at Cushing, Oklahoma, which is a major trading point for WTI.

Relocating that geographically to Edmonton and converting it to Canadian dollars, that \$16 U.S. converts to \$21.60 Canadian. We then compared that under section "B. Canadian Markers", again for that specific day. You can see it listed for Petro-Canada, Imperial and Shell. They averaged \$17.60 per barrel, as you can see noted.

So the arithmetic process is the west Texas average of \$21.60 minus \$17.60 yields, an undervaluation of Canadian oil on that particular day of \$4 per barrel. Are there any questions on that?

**Senator Kenny:** I followed the chart. My question is: How accurately do those figures reflect the actual transactions that took place on that day? I understand what was posted, and probably you cannot tell me what the transactions took place at, but your experience would tell you that it would be something different from what was posted.

**Mr. Reinwart:** Perhaps I could answer it this way: We ask ourselves that question frequently. We have canvassed—by "canvassed" I mean talked with—each one of those refiners, and also their senior buying people located in the U.S., with whom, in most cases, we are reasonably acquainted. They tell us that those operators—I will use Exxon as an example—are transferring all of their production into their operation at their posted prices. Also, they generally are transferring in areas where there would be operating fields, as well as where there would be their own production. They are transferring that at the posted price. Almost all of the oil that they are buying, they are buying from others on longer term supply relationships which they may have had for, let us say, three, four or five years—some indefinite period—which would be at this posting. Also they would have other amounts which they have been purchasing on lesser periods at perhaps slightly different lower prices—the end result being that the amount that they are actually purchasing at spot prices is really very small. I think we are being generous in suggesting 30 per cent, for example. It might be more like 10 per cent, 15 per cent or 20 per cent.

I think the only thing we could say there is that we are being told by people that they are buying and transferring oil at those prices. I think we could take that as being reasonable. I could take it a step further and say that we have some modest amounts of production in the United States. We do not happen to sell any in the west Texas area, but we have some in Kansas and some in Mississippi. We do sell that oil at posted prices. We know that the cash that we are receiving for the oil on pay-day is basically what the posted price was posted for at that interval of time. I am not sure whether that is helpful to you.

**Senator Kenny:** Thank you.

**[Traduction]**

étaient de 17 dollars le baril. Cela figure vers le milieu du diagramme. Juste en dessous de «prix affichés WTI» vous voyez le «prix spot WTI», qui, ce jour-là, était de 12,10 \$ le baril, en dollars américains dans les deux cas. Nous avons tenu compte de 70 p. 100 et 30 p. 100 comme il convient pour les divers types de prix et nous avons obtenu un prix moyen d'environ 16 dollars le baril U.S. à Cushing, (Oklahoma), un des principaux points où se transige le pétrole WTI.

A Edmonton, en dollars canadiens, le prix de 16 \$ U.S. devient 21,60 \$ canadiens. Nous avons ensuite établi la comparaison à la rubrique «B Indicateurs canadiens», à la même date. Les prix de Petro-Canada, Impérial et Shell sont indiqués. Comme vous pouvez le voir, le prix moyen était de 17,60 \$ le baril.

Ainsi, si on soustrait 17,60 \$ du prix moyen WTI, qui est de 21,60 \$, on obtient une sous-évaluation de 4 \$ le baril du pétrole canadien à cette date. Y a-t-il des questions à ce sujet?

**Le sénateur Kenny:** J'ai suivi le diagramme. Ma question est la suivante: Dans quelle mesure ces chiffres sont-ils fidèles aux transactions réelles qui ont eu lieu ce jour-là? Je comprends ce qui est affiché, et vous ne pourriez probablement pas me dire à combien les transactions se sont effectuées, mais d'après votre expérience, vous sauriez si les prix réels diffèrent un peu des prix affichés.

**M. Reinwart:** Je pourrais peut-être vous répondre que nous nous posons souvent la question. Nous avons parlé avec chacun de ces raffineurs et avec leurs principaux clients aux États-Unis avec lesquels nous avons des relations assez soutenues. Ils nous ont dit que ces exploitants, je prendrai Exxon comme exemple, vendent toute leur production aux prix affichés. En outre, ils transfèrent également leur production dans des régions où il y a des gisements actifs, ainsi que là où se trouve leur propre production. Ils effectuent le transfert aux prix affichés. Ils achètent presque tout leur pétrole d'autres sources sur la base d'un approvisionnement à plus long terme de trois, quatre ou cinq ans, en fait pour une période indéfinie, aux prix affichés. D'autres quantités de pétrole ont également été achetées sur des périodes plus courtes, à des prix légèrement inférieurs, d'où le résultat final que la quantité de pétrole réellement achetée aux prix spot est très faible. Je pense que 30 p. 100 serait un chiffre généreux. Ça serait plus vraisemblablement 10, 15 ou 20 p. 100.

En somme, on nous dit que le pétrole est acheté et transféré à ces prix. Je pense que cela est vraisemblable. Je pourrais peut-être aller un peu plus loin et dire que nous avons une production modeste aux États-Unis. Nous ne vendons rien dans l'ouest du Texas mais nous en vendons un peu au Kansas et au Mississippi. Nous le vendons aux prix affichés. Nous savons que l'argent que nous touchons pour le pétrole est le même que le prix affiché au moment où la vente est effectuée. Je ne sais pas si cela vous est utile.

**Le sénateur Kenny:** Je vous remercie.

## [Text]

**Senator Hays:** I have a question concerning possible constraints and delivery of oil purchased at spot prices in the U.S. Are there any? For instance, if there were large volumes available, could they get it to their refinery points—or is it, as it is in Canada, difficult to move? For instance, an Edmonton refiner would not be able to bring spot to Edmonton. Is that a similar problem in the United States?

**Mr. Reinwart:** No, senator. Generally speaking, your thought is: Is there any restricted capacity in the U.S. delivery system for delivering U.S. produced oil?

**Senator Hays:** That might be bought spot as opposed to contracted amounts.

**Mr. Reinwart:** I think the answer would be generally "No". The U.S. system has sufficient capacity to be able to handle some of those transactions.

**Senator Balfour:** If I understood correctly what you have said—and Exxon was the example that you took—in the U.S. domestic market they have the capability, in effect, to direct their total domestic production to their own refinery at the posted price.

**Mr. Reinwart:** That is correct.

**Senator Balfour:** In Canada, Alberta specifically, if I understand the system correctly, that would not be possible, because they must go through the Alberta prorationing system, which, in effect, is a purchasing agency which buys the total production on a nominated basis and then allocates it to refineries. Would that be correct?

**Mr. Reinwart:** That essentially is accurate.

**Senator Balfour:** Except for the supplemental oil marketing system, which, on the basis of some of the evidence that has been adduced, is being abused—if that is not too strong a word—by the refineries as crude oil purchasers; is that correct?

**Mr. Reinwart:** Are you seeking some thoughts on the supplementary market at this stage, or would you like to revisit that a little later on? We would be happy to address the question a little later.

**Mr. Clay:** To clarify one point that you mentioned in your opening remarks, Mr. Rombough, that there are four major domestic buyers of oil, which is the fourth one that is not shown under part "B" of your slide?

**Mr. Rombough:** The slide does not list Texaco, and I would put Texaco as fourth. There was no particular reason for that. It would not have altered the number significantly one way or the other. If anything, as I understand it, Texaco's posted price on that date was slightly above \$17.

**Mr. Reinwart:** Perhaps we can proceed to the next slide. In this slide we are providing some information on each of the major integrated companies in the U.S. Very simply, we were satisfying ourselves—and hopefully to satisfy you—that those refiners, as a group, represent a significant group. So therefore I believe it is safe to say that the transactions on which they

## [Traduction]

**Le sénateur Hays:** J'ai une question concernant les contraintes possibles concernant la livraison du pétrole acheté au prix spot aux États-Unis. Y en a-t-il? Par exemple, s'il y avait des quantités importantes disponibles, pourraient-elles être acheminées vers les raffineries aux États-Unis ou est-ce que, comme au Canada, cela pose des difficultés? Par exemple, un raffineur d'Edmonton ne pourrait pas transporter jusqu'à Edmonton du pétrole acheté au prix spot. Le même problème se pose-t-il aux États-Unis?

**M. Reinwart:** Non, sénateur. En somme votre question est la suivante: Y a-t-il une limite à la capacité du système de livraison américain d'acheminer du pétrole produit aux États-Unis?

**Le sénateur Hays:** Ce pétrole pourrait avoir été acheté sur le marché spot et non pas en vertu d'un contrat.

**M. Reinwart:** Je pense que de façon générale la réponse serait négative. Le système américain est capable d'assurer la livraison du pétrole obtenu par ce type de transactions.

**Le sénateur Balfour:** Si j'ai bien compris ce que vous avez dit en prenant Exxon comme exemple, le marché intérieur américain a la capacité d'acheminer toute sa production intérieure vers les raffineries, au prix affiché.

**M. Reinwart:** C'est exact.

**Le sénateur Balfour:** Au Canada, plus précisément en Alberta, si je comprends bien la façon dont fonctionne le système, ce ne serait pas possible parce qu'il faut passer par le système de proration de cette province; il s'agit, en fait, d'une agence d'achat qui acquiert la production totale sur une base établie et la distribue ensuite entre les raffineries. Est-ce exact?

**M. Reinwart:** Essentiellement, c'est exact.

**Le sénateur Balfour:** Sauf pour ce qui est du système de commercialisation du pétrole supplémentaire qui, d'après certains témoignages, fait l'objet d'abus, si le terme n'est pas trop fort, de la part des raffineries qui agissent comme acheteur de pétrole brut. Est-ce exact?

**M. Reinwart:** Voulez-vous connaître nos impressions sur le marché supplémentaire dès maintenant ou préféreriez-vous revenir à la question un peu plus tard? Nous serons heureux de le faire.

**M. Clay:** Vous avez mentionné dans votre déclaration préliminaire, monsieur Rombough, qu'il y a quatre grands acheteurs de pétrole au plan national; la partie B de votre diapositive n'indique pas le quatrième; quel est-il?

**M. Rombough:** La diapositive ne l'indique pas, mais il s'agit de Texaco. Il n'y avait aucune raison particulière à cela. Cela n'aurait pas modifié les chiffres sensiblement d'une façon ou de l'autre. Je crois savoir que le prix affiché de Texaco ce jour-là était légèrement supérieur à 17 dollars.

**M. Reinwart:** Nous pourrions peut-être passer à la diapositive suivante. Elle contient des informations sur chacune des grandes compagnies intégrées aux États-Unis. En termes très simples, nous voulions nous assurer, et nous espérons vous convaincre aussi, que ce groupe de raffineries est important. Je crois donc pouvoir affirmer que les transactions qu'elles effec-



[Text]

are doing business in purchasing oil represent a good cross-sectional average of the value of oil in the United States market, and certainly on the WTI stream. As you can see, the refining capacity is listed next to each refiner, and the sum total is about 6.7 million barrels per day, which represents about 45 per cent of U.S. refining capacity. We call that significant. Collectively, their U.S. owned production is almost three million barrels per day, which amounts to about 30 per cent of that country's production in oil. Again, we think it is a fairly major amount. They would control amounts beyond that, though we do not have that information.

**Senator Lefebvre:** Are you referring to "U.S. owned" offshore or "U.S. owned" produced in the U.S.?

**Mr. Reinwart:** That refers to U.S. owned produced in the United States.

**Senator Lefebvre:** Is there any other type that is produced in the United States that is U.S. owned but just—

**Mr. Reinwart:** As you know, in most cases these companies are worldwide in scope, and we are trying to localize how much production of oil they own within the United States itself. That is what these numbers represent. However companies such as Amoco, which has a major affiliate in Canada, would exclude Amoco Canada's production and include only Amoco's production in the United States.

**The Chairman:** So what the slide says is that they own 45 per cent of the capacity and 30 per cent of the production.

**Mr. Reinwart:** That is correct.

**The Chairman:** Do you have a comparison for Canada?

**Mr. Reinwart:** We have the data but we do not have a slide.

**The Chairman:** Could you give me the data?

**Mr. Reinwart:** Sure. I can give you the total of the group of four refiners that we have been speaking about—Esso, Petro-Canada, Shell and Texaco. The total refining capacity is about 1.2 million barrels per day.

**The Chairman:** What is that figure as a percentage of the total?

**Mr. Reinwart:** I do not have that information. We could submit it to you later on.

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Reinwart:** We can give you the owned production right now. Their owned production represents slightly under 400,000 barrels per day. So the ratio, refining capacity being what Mr. Rombough mentioned, is a little over three times the amount of owned production. We can get you those percentages.

[Traduction]

tuent pour l'achat du pétrole représentent un bon échantillonnage moyen de la valeur du pétrole aux États-Unis et certainement sur le marché WTI. Comme vous pouvez le voir, la capacité de raffinage est indiquée vis-à-vis de chaque raffinerie et la quantité totale est d'environ 6,7 millions de barils par jour, soit environ 45 p. 100 de la capacité américaine totale. Cela nous apparaît important. Collectivement, leur production de source américaine est d'environ trois millions de barils par jour, soit environ 30 p. 100 de la production américaine totale de pétrole. Je le répète, cela me semble une quantité importante. Ces raffineries contrôlèrent des quantités encore plus importantes, mais nous n'avons pas d'informations qui le confirment.

**Le sénateur Lefebvre:** Faites-vous référence à la «production américaine» au large des côtes ou à la «production américaine» sur le territoire?

**M. Reinwart:** Il s'agit de la production américaine sur le territoire des États-Unis.

**Le sénateur Lefebvre:** Y a-t-il un autre type de pétrole produit aux États-Unis qui fasse partie de la production américaine, mais seulement...

**M. Reinwart:** Comme vous le savez, ces entreprises ont des activités dans le monde entier et nous tentons d'établir la quantité de pétrole qu'elles produisent elles-mêmes aux États-Unis. C'est ce que ces chiffres représentent. Toutefois, dans le cas d'une compagnie comme Amoco, qui a une importante filiale au Canada, la production de la filiale canadienne serait exclue; les chiffres n'indiqueraient que la production de la société mère aux États-Unis.

**Le président:** Ainsi, d'après la diapositive, ces compagnies possèdent 45 p. 100 de la capacité et assurent 30 p. 100 de la production.

**M. Reinwart:** C'est exact.

**Le président:** Avez-vous établi des comparaisons pour le Canada?

**M. Reinwart:** Nous avons les données, mais pas sur diapositives.

**Le président:** Pourriez-vous nous les communiquer?

**M. Reinwart:** Certainement. Je puis vous indiquer la production totale d'un groupe de quatre raffineries dont nous avons parlé, Esso, Petro-Canada, Shell et Texaco. Leur capacité de raffinage totale est d'environ 1,2 millions de barils par jour.

**Le président:** Que représente ce chiffre en termes de pourcentage de la capacité totale?

**M. Reinwart:** Je n'ai pas cette information. Nous pourrions vous la communiquer plus tard.

**Le président:** Oui.

**M. Reinwart:** Nous pouvons vous donner tout de suite les chiffres concernant leur propre production. Elle s'élève à un peu moins de 400 000 barils par jour. Leur capacité de raffinage, d'après les chiffres que M. Rombough nous a donnés, est un peu plus de trois fois supérieure à leur propre production. Nous pouvons vous fournir ces chiffres.



## [Text]

This next slide could be called the "punch line" slide. What we have done is taken all the calculations, the under valuation of Canadian light oil and brought it together on a time basis since June, 1985. There are several very obvious conclusions one can see right away. For purposes of definition, the positive numbers indicate Canadian oil priced at a value lower than the West Texas alternate. Therefore, a plus dollar means that the Canadian oil is \$1 below the West Texas alternate. As you can see, for the first few months of last year, June and July, things went pretty well. Then, about August a \$1 discount set in and it stayed at that level until about December, 1985. Beginning in January with the sharp decline in prices and with refiners departing completely from the way they were previously pricing and going to spot oil, you can see that Canadian oil was undervalued at times by \$5 per barrel, which are those rather sharp peaks. We calculate the simple average over the first four months of the year to be about \$3 per barrel. Are there any questions on that chart?

**Senator Kenny:** Perhaps I am jumping the gun here and perhaps I am asking an unfair question or one that cannot be answered easily, but on average if Canadian oil is under valued by about \$3 per barrel, what would that mean in cents per litre at the gas pumps? I am trying to do a political equation here that, obviously, is part of the process.

**Mr. Reinwart:** May I take you to the next slide. We will get to the question you are asking and we can do the arithmetic for you.

We were thinking that you gentlemen might be interested in something just like what the senator has asked. This next slide compares three things. The blue line on the chart represents the averages of the three Canadian markers, which we spoke of previously, for the period November through April. The green line is what we calculate to be fair market value for the oil in accordance with the approach that we have shown to you. The area of difference of opinion, if you will, that we have with the refiners could be described as the area between the green line and the blue line. We then compare that to the wholesale value for regular leaded gasoline in Toronto. You can see how they compare as a function of time. The thrust of this particular chart is to point out that the area of difference we have with the refineries is very significant to the Canadian producing industry, but when you put it in the perspective of the overall value that the consumer is paying for gasoline, we do not think that there has to be an alarming level of concern. That is, if the refiners were to re-adopt the method they had originally used and follow the approach we are suggesting, it would have very little, if any, effect on the consumer price. That is what we are attempting to show in this particular slide.

Senator Kenny, we can give you those numbers in cents per litre. Does that bring you to the thrust of where you were coming from?

**Senator Kenny:** It gets to the thrust but it has to be reduced to dollars and cents at some point.

**Mr. Reinwart:** And you would like to know the difference at \$3 per barrel?

## [Traduction]

La prochaine diapositive pourrait être qualifiée de diapositive clé. Nous y avons regroupé tous les calculs de la dépréciation du pétrole léger canadien depuis 1985. À l'étude de cette diapositive, plusieurs conclusions nous sautent aux yeux. Pour la compréhension, les chiffres positifs représentent le pétrole canadien dont le prix est inférieur à celui de West Texas. Ainsi, un dollar accompagné du signe positif signifie que le pétrole canadien vaut 1 \$ de moins que celui de West Texas. Comme vous pouvez le constater, pendant les premiers mois de l'an dernier, juin et juillet, la situation était assez bonne. Puis, vers le mois d'août, il y a eu une réduction de 1 \$ qui s'est maintenue jusqu'au mois de décembre 1985. En janvier, les prix ont chuté rapidement et les raffineurs ont changé leurs habitudes pour en fixer le prix au jour le jour, et on peut constater que le pétrole canadien a été déprécié jusqu'à 5 \$ le baril, comme l'indiquent ces pointes assez prononcées. Pour les quatre premiers mois de l'année, nous avons calculé que la moyenne simple était d'environ 3 \$ le baril. Y a-t-il des questions au sujet de ce tableau?

**Le sénateur Kenny:** Ma question est peut-être prématurée ou injuste, ou encore difficile à répondre, mais si le pétrole canadien est sous-évalué en moyenne d'environ 3 \$ le baril, quelle est la répercussion en cents par litre à la pompe? J'essaie de faire une équation politique qui, de toute évidence, fait partie du jeu.

**M. Reinwart:** Puis-je vous montrer la prochaine diapositive. Nous répondrons à votre question et nous pourrions faire des calculs pour vous.

Nous avons pensé que vous aimeriez avoir des chiffres au sujet de ce que le sénateur vient de demander. La prochaine diapositive compare trois éléments. La ligne bleue du tableau représente les moyennes des trois marchés canadiens, dont nous venons de parler, pour la période allant de novembre à avril. La ligne verte correspond à, ce qui d'après nos calculs, est la juste valeur marchande du pétrole selon la méthode que nous vous avons expliquée. Notre divergence d'opinion d'avec les raffineurs est l'écart qui sépare les lignes vertes et bleues. Nous avons ensuite comparé nos chiffres avec le prix de gros de l'essence ordinaire avec plomb à Toronto. Vous pouvez voir les différences dans le temps. Ce tableau vise à souligner que notre désaccord avec les raffineurs est très important pour l'industrie productrice canadienne, mais si nous regardons le prix de l'essence pour le consommateur, nous ne pensons pas qu'il y ait raison de s'alarmer. En effet, si les raffineurs devaient revenir à la méthode qu'ils utilisaient et adopter la méthode que nous proposons, la différence pour le prix à la consommation, s'il y en avait une, serait minime. C'est ce que cette diapositive tente de montrer.

Sénateur Kenney, nous pouvons vous donner ces chiffres en cents par litre. Est-ce que je réponds à ce à quoi vous vouliez en venir?

**Le sénateur Kenny:** Vous y répondez, mais il faut ramener ces chiffres à des dollars et des cents.

**M. Reinwart:** Et vous aimeriez connaître la différence à 3 \$ le baril?

[Text]

**Senator Kenny:** Yes. I can probably do the calculation myself.

**Senator Hays:** I see the spread between regular leaded gasoline and so on. Based on discussions we have had with earlier witnesses, I would like to hear your comments on the extent to which that might be explained by their problems with LIFO accounting and their difficulties as a result of having paid more for oil in the system, line fill, than they should have paid considering that it is a falling market.

**Mr. Rombough:** I do not know that we are able to throw a great deal of light on the question of whether the proper time is 60 days, 54 days, and I have heard 90 days. One of the things that we have been concerned about is if we let prices go down in a falling market and the price reductions take time to work their way through the system, how are we going to deal with price increases when they occur? Are we going to lag price increases at the producer end? I have a suspicion we will. If one lets their imagination wonder, one can see a scenario where the price increase lags until eventually the 60 days, if that is the magic number, pass. At that time you invoke the price increase at the other end of the pipe. When you look at this question you have to look at what happened on the down run of oil prices. You then must address what will happen when prices go up, and there will be a point in time when that occurs. I found in all of this a degree of inconsistency. I do not know if that has answered your question, but that is my view on that one.

**Senator Hays:** I do not know that there is a definitive answer to the question. It would be very complicated, but your comment is helpful.

**Mr. Rombough:** One other comment I might make on the question of the time it takes to move the production from the well to the refinery. We see a number of times where it is cited that 45 days is appropriate in Alberta. However, that does not hold for every barrel that is produced in Alberta. The thing that escapes appreciation is that we deliver the synthetic crude from Syncrude to the refinery gate so there is zero time, but we still get the benefit of the lower pricing on this basis that we are living with today.

**Senator Balfour:** Mr. Chairman, I think I have succeeded in bootlegging in most of my questions, except for one. I do not wish to overstate this, but would it be an approximate characterization of the existing situation to say that, so far as Canadian domestic production is concerned, we have replaced a pricing regime that was perhaps created by a Middle East OPEC cartel with a pricing regime that is now being imposed by a domestic refiners' cartel?

**Mr. Rombough:** I think it is fair to say, in my view, that we have certainly had a change in the pricing apparatus. I would not go so far as to say that we are involved in any way with a cartel. I think what we are facing is that we are now being priced at spot prices, and I think the question is: Is that a fair value for Canadian production? I do not know that I am prepared to make any allegations on what is happening on that other sensitive front, but I will tell you that I think we have got

[Traduction]

**Le sénateur Kenny:** Oui. Je peux probablement faire le calcul moi-même.

**Le sénateur Hays:** Je vois l'étalement entre le prix de l'essence ordinaire avec plomb. Compte tenu des discussions que nous avons eu avec d'autres témoins, j'aimerais que vous me disiez, d'après vous, jusqu'à quel point cette situation peut s'expliquer par les problèmes éprouvés avec la méthode comptable du dernier entré premier sorti et ceux dus au fait qu'on a payé trop cher le pétrole en cours de transformation dans un marché en baisse.

**M. Rombough:** Je ne pense pas que nous puissions apporter des précisions pour déterminer si le délai doit être de 60, 54 et, j'ai même entendu dire, 90 jours. Nous nous demandons toutefois ce que nous allons faire quand les prix vont monter si nous laissons les prix baisser dans un marché en recul et que la chute des prix prend un certain temps à se faire sentir au niveau du problème. Allons-nous retarder l'augmentation des prix jusqu'au bon moment? J'en doute. On peut bien imaginer un scénario où l'augmentation du prix est retardée jusqu'à la fin des 60 jours, si c'est le délai admis. À l'échéance, on invoque l'augmentation des prix à l'autre bout de la chaîne. Pour répondre à cette question il faut examiner les prix du pétrole à toutes les étapes de la production. Il faut ensuite se demander ce qui se passera quand les prix monteront, ce qui est inévitable. À mon avis, il y a une certaine incohérence dans le système. Je ne sais pas si j'ai répondu à votre question, mais c'est mon avis.

**Le sénateur Hays:** Je ne pense pas qu'il y ait de réponse définitive à cette question. Elle serait très compliquée, mais vos observations sont utiles.

**M. Rombough:** J'aimerais ajouter une observation au sujet du temps de production nécessaire, du puits à la raffinerie. Dans bien des cas, nous constatons qu'un délai de 45 jours suffit en Alberta, mais ce n'est pas vrai pour tous les barils de pétrole qui y sont produits. Un élément échappe toutefois; en effet, nous livrons le pétrole synthétique de Syncrude à la raffinerie sans délai, mais nous profitons toujours du prix le plus bas en fonction d'aujourd'hui.

**Le sénateur Balfour:** Monsieur le président, je pense avoir réussi à faire poser toutes mes questions, sauf une. Je ne voudrais pas commettre d'exagération, mais serait-il assez juste de définir la situation actuelle en disant que, pour ce qui est de la production intérieure canadienne, nous avons remplacé le régime de tarification probablement établi par le cartel des pays de l'OPEP du Moyen-Orient par un autre régime, cette fois imposé par le cartel des raffineurs nationaux?

**M. Rombough:** A mon avis, il est juste de dire que nous avons changé le mode de tarification. Je n'irai pas jusqu'à affirmer qu'il s'agit d'un cartel. Les prix sont maintenant fixés au jour le jour et je pense qu'il faut se demander si ce prix est raisonnable pour la production canadienne. Je ne crois pas être en mesure de formuler d'hypothèse sur la situation de l'autre grande région productrice, mais je peux vous dire que, d'après notre analyse des prix sur le marché, au comptant, cette tarification n'est pas équitable pour notre pétrole.



[Text]

a grip on spot prices and we think that is an unfair approach to pricing our product.

**Senator Balfour:** "Cartel" was the wrong word, and I should withdraw that, but would you go so far as to suggest where the leadership is coming from in the manoeuvre, which is really fundamental to the way crude petroleum is being priced in western Canada.

**Mr. Rombough:** Mr. Chairman, if you go back in time to the early 1960s, when we had the Borden Commission looking into the question of the oil industry, the Canadian markets and what have you, at that time there was a term developed called "commercial preference". I think what we are experiencing now is a perfectly legitimate approach by the buyers. I think the problem we have is that we think we are in a free market with willing buyers and willing sellers, but we have, in fact, four buyers and we have a great number of producers—I do not know whether the number is 600, 500 or 550—and there is not the bargaining that goes on, one-on-one, which in what I would think would be a more normal market. I think what we are seeing is that the system works in this fashion, so why not use it to your advantage, and the parties that have the leverage are the buyers.

**Senator Balfour:** I think it was suggested earlier that you would be addressing the question of the supplemental market system in Alberta?

**Mr. Rombough:** Mr. Chairman, when you look at the supplemental system, I think your first starting point is prorationing itself, and a great number of things have happened over the last little while. One of the things that we have had to deal with is pipeline constraints, and those are being overtaken by expanded capacity measures.

The problem that I see in that supplementary system is that I think it helps in some respects and hurts in others. It helps in the sense that, if you have shut-in crude and a market develops, you can move that crude to that other market, perhaps through the Transmountain system to the west coast. It therefore, helps a producer who otherwise might have his crude shut in, and that is all to the good.

However, it brings with it a problem. If you sell a barrel in that market, you might have to make that sale at something in the order of, say, \$2 per barrel less than what you would make in Chicago. At the same time, the buyer in Chicago is fully aware of what you are selling that barrel for on the west coast, so the next time you want to make a transaction in Chicago, he tells you about the \$2 you lopped off the price on Puget Sound. So one thing leads to another. As soon as you make that \$2 adjustment in Chicago, the buyer in eastern Canada decides that he should also get the advantage of that \$2, so it is a ratcheting-down process.

Therefore, I would say that the supplemental markets have been, I think, a genuine attempt to relieve shut-in crude, but they have brought with them problems, and what I have just described is, I would say, one of the problems that concerns our company.

**The Chairman:** Is that not the free market working?

[Traduction]

**Le sénateur Balfour:** «Cartel» n'est pas le bon mot, et je devrais le retirer, mais iriez-vous jusqu'à indiquer d'où vient l'initiative dans cette opération, qui est vraiment fondamentale relativement à la façon dont le prix du pétrole brut est fixé dans l'Ouest du Canada.

**M. Rombough:** Monsieur le président, si vous remontez au début des années 60, au moment où la Commission Borden étudiait, entre autres, la question de l'industrie pétrolière et des marchés canadiens, on avait conçu l'expression «préférence commerciale». Je pense que la méthode que les acheteurs utilisent à l'heure actuelle est parfaitement légitime. A mon avis, notre problème vient du fait que nous croyons avoir un marché libre, avec des acheteurs et des vendeurs bien disposés, alors que nous avons en fait quatre acheteurs et beaucoup de producteurs, je ne sais pas si nous en avons 600, 500 ou 550, et qu'il n'y a pas négociation individuelle, ce qui serait plus normal. Après avoir constaté le mode de fonctionnement du système, pourquoi ne l'utiliserions-nous pas à notre avantage et les parties qui ont une influence, ce sont les acheteurs.

**Le sénateur Balfour:** Je pense qu'il a été question plus tôt que vous parliez du marché complémentaire en Alberta?

**M. Rombough:** Monsieur le président, dans l'étude de ce marché, il faut s'arrêter d'abord à la répartition et la situation a beaucoup changé récemment. Nous nous sommes butés aux limites de l'oléoduc que l'on est en train de surmonter par une capacité accrue.

Le système est, à mon avis, avantageux à certains égards, mais néfaste à d'autres. Il est avantageux pour diriger le pétrole qui stagne vers un autre marché, au-delà des montagnes, sur la côte Ouest. Il favorise donc le producteur qui n'aurait pas pu écouler son pétrole, ce qui est très bien.

Cependant, il crée un problème. Pour écouler le pétrole sur ce marché, vous aurez peut-être à le vendre, disons, 2 \$ le baril de moins qu'à Chicago. Pourtant, l'acheteur de Chicago est bien conscient de la raison pour laquelle vous le vendez sur la côte Ouest et à votre prochaine transaction à Chicago, il vous rappellera les 2 \$ supprimés sur le prix du baril à Puget Sound. Le tout s'enchaîne. Dès que vous rajustez le prix de 2 \$ à Chicago, l'acheteur de l'est du pays décide qu'il devrait aussi profiter de cette réduction de 2 \$, ce qui fait baisser les prix.

Donc, à mon avis, les marchés complémentaires cherchaient sérieusement à écouler le pétrole brut en attente, mais ils ont causé des problèmes et celui dont je vous ai parlé est un de ceux qu'éprouve notre compagnie.

**Le président:** N'est-ce pas la règle du marché libre?



## [Text]

**Mr. Rombough:** I would say it is in one sense, but it is not in another. If you look at either of these markets, when we sell a barrel into these markets, the buyer has alternatives that he can look to if we do not wish to make a deal. He has all sorts of other sources and, in effect, we have to move a barrel of some other production out of that market and we have to do it by price. We contend that these are the workings of the marketplace in a market that is well-served by other sources. However, in a market that has no other alternative, then we do not see any reason why the buyer would not pay a fair value for that crude. If you get right down to pure textbook theory, we could have quite a price in Canada, and I think there is a distinction between those two markets.

**Senator Lefebvre:** Mr. Rombough, I thank you and your executives for being here this evening. You are helping this committee in its work.

On page 2 of your presentation, you come very close to saying that there is essentially no free market in Canada—and we have heard that before in this committee. You almost say it but you don't quite say it:

Some would argue that we in Canada are in a free market with willing buyers and sellers. Those who make that argument should carefully consider that we have only four major domestic buyers of crude oil and several hundred producers. As well, a free market implies to us readily available domestic and export markets prepared to pay fair value. Unfortunately, all too frequently, that just hasn't been the case.

In other words, you are agreeing, I suppose, with those who have come before this committee in the past, saying that essentially there is no free market in Canada. Am I correct in assuming that?

**Mr. Rombough:** At this moment on this particular product, I would say there is not a free market.

**Senator Lefebvre:** There are two themes that we have heard many times in this committee, and you have reaffirmed them; you have brought us statistics and figures. These themes have been a constant complaint from two sources. Firstly, the Canadian producing company, which does not have its own refining capacity, is not getting a fair price for its product; secondly, the Canadian consumer is saying that they are still paying too much at the pumps. I believe everyone will agree that those are the two main themes that we have heard from witnesses.

You are very convincing, but on the consumer's side, if tomorrow morning the Canadian producer would get \$4 per barrel more—and I think everyone agrees that people should get a fair shake in what they are working for—how would that affect the consumer pulling up to a gas pump? In other words, people are saying that the pump price should be down 4.5 cents more than it is. If we agreed that there should be a \$4 raise per barrel to the Canadian producer, do you really believe that the price at the gas pump would not be affected immediately?

## [Traduction]

**M. Rombough:** D'un côté, oui, mais de l'autre, non. Dans l'un ou l'autre de ces marchés, quand nous vendons un baril de pétrole, l'acheteur peut aller ailleurs si nous n'arrivons pas à une entente. Il dispose de toutes sortes de sources et, en fait, nous voulons écouler le baril d'une autre production sur ce marché, et nous devons le faire par le prix. Nous croyons que ce sont les règles du jeu dans un marché bien servi par d'autres sources. Toutefois, dans un marché qui n'offre pas d'autres moyens de rechange, nous ne voyons pas pourquoi l'acheteur ne paierait pas un prix raisonnable pour le pétrole brut. Si l'on s'en tenait à la théorie pure, nous aurions un bon prix au Canada, mais je pense qu'il y a une différence entre ces deux marchés.

**Le sénateur Lefebvre:** Monsieur Rombough, je vous remercie vous et vos collaborateurs d'être ici ce soir. Vous nous aidez à faire notre travail.

À la page 2 de votre exposé, vous allez presque jusqu'à dire qu'il n'y a essentiellement pas de marché libre au Canada, affirmation que nous avons déjà entendue devant notre comité. Vous le dites presque mais pas exactement, et je vous cite:

D'aucuns prétendront que nous avons, au Canada, un marché libre avec des acheteurs et des vendeurs bien disposés. Ceux qui avancent cet argument devraient se rendre compte que nous n'avons que quatre grands acheteurs de pétrole brut au Canada et plusieurs centaines de producteurs. Un marché libre suppose que le marché intérieur et le marché à l'exportation sont facilement prêts à payer un prix raisonnable. Malheureusement, beaucoup trop fréquemment, ce n'est pas le cas.

Autrement dit, je présume que vous êtes du même avis que ceux qui ont comparu devant notre comité et qui disent essentiellement qu'il n'y a pas de marché libre au Canada. Ai-je raison?

**M. Rombough:** À l'heure actuelle, pour ce produit en particulier, je dirais qu'il n'y a pas de marché libre.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous êtes venu confirmé les deux faits qui sont revenus bien souvent devant notre comité; vous nous avez apporté des chiffres et des tableaux; ces faits sont un objet constant de plainte de la part de deux groupes: Premièrement, les compagnies productrices canadiennes, qui ne raffinent pas le pétrole, n'obtiennent pas un prix raisonnable pour leur produit; deuxièmement, les consommateurs canadiens prétendent que l'essence leur coûte trop cher. Je pense que tout le monde conviendra avec moi que ce sont les deux principaux faits énoncés par les témoins.

Vous êtes très convaincants, mais pour le consommateur, si demain matin les producteurs canadiens, qui doit obtenir une juste part pour son travail, tout le monde en conviendra, touchaient 4 \$ de plus le baril, quel serait le prix de l'essence à la pompe? Autrement dit, on prétend que le prix de l'essence à la pompe devra encore baisser de 4.5 cents. Si nous convenons que le pétrole devrait augmenter de 4 \$ le baril pour le producteur canadien, croyez-vous vraiment que le prix à la pompe ne s'en ressentirait pas immédiatement?

[Text]

**Mr. Rombough:** Using the same approach, the price differential at Edmonton, as of last Friday night, would have been in the order of 30 cents and not the \$4.

**Senator Lefebvre:** It is down to approximately 30 cents now?

**Mr. Rombough:** Yes. If we pick a nice easy number such as \$3 and we assume that the exchange rate is approximately 70 cents, that would mean the price for Canadian crude in U.S. dollar terms is up \$2. That might be approaching \$16. That would be close to what it costs a refiner in the United States.

At the moment, United States gasoline is less than Canadian gasoline. One of the reasons for that is the level of taxes from one province to another. We have a different approach in Canada relative to certain things that we see as important items in our social system. Perhaps those taxes are justifiable.

There has to be some absorption, if you like, in that price in terms of the refiner's margin. It does not all have to go to the consumer. This would not really take the benefit of the falling world prices away from the consuming public here in Canada. You would still have a price that would be approaching \$15 or \$16 U.S., a far cry from \$28 U.S.

**Senator Lefebvre:** You are not involved in the downstream end at all?

**Mr. Rombough:** No, we are not, sir.

**Senator Lefebvre:** B.P. came before us and said almost the same thing that you are telling us; that the Canadian producer was not getting enough and—without misquoting the witness—that the Canadian consumer was paying too much. It seems that everyone who is not implicated in the downstream, right down to the retail level, is of the opinion that the consumer is paying too much and that the producer is not getting enough.

The majors, with the exception of one, have appeared before this committee. They say that nobody is having money selling gasoline. I am having a difficult time understanding why anyone is left in the business.

**Mr. Rombough:** I can appreciate your difficulty, Senator. There are times when I am having a difficult time also.

The price proposal we are talking about here, Mr. Chairman, is a crucial item in terms of some of the development projects that companies like PanCanadian and others find today are reaching uneconomic levels. There is a big question out there: Are those important for Canadians. That question is the reason why we are here. We think it is important, and I am sure you agree with us.

**The Chairman:** I think they are important and I think the Canadian public is ready to pay, as we did in 1973, on the assumption of self-sufficiency. Now I am forced to stop and ask myself, if I pay more, will I get that self-sufficiency as a consumer.

**Mr. Rombough:** Mr. Chairman, there are no guarantees in this world. Clearly, the industry will not be able to deliver that self-sufficiency if it does not have the cash flow. The industry's record on reinvestment has been a good record. Given the cash

[Traduction]

**M. Rombough:** D'après la même méthode, la différence de prix à Edmonton, vendredi soir dernier, aurait été de 30 cents et non de 4 \$.

**Le sénateur Lefebvre:** Il a baissé d'environ 30 cents maintenant?

**M. Rombough:** Oui. Si l'on prend le chiffre facile de 3 \$ et en présumant que le taux de change est d'environ 70 cents, le prix du pétrole canadien en dollars U.S. monte de 2 \$. Il approcherait les 16 \$. Ce prix s'approche de celui que doit payer un raffineur aux États-Unis.

À l'heure actuelle, l'essence coûte moins cher aux États-Unis qu'au Canada. Une des raisons de cette différence est le niveau des impôts d'une province à l'autre. Nous voyons les choses différemment au Canada, et certains aspects de notre système social sont jugés importants. Peut-être que ces impôts se justifient.

Le prix doit tenir compte de la marge du raffineur. Elle ne va pas toute au consommateur qui profiterait quand même de la baisse des prix mondiaux. Le prix se situerait à environ 16 \$ U.S., ce qui est loin des 28 \$ U.S.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous ne touchez pas du tout à la production en aval?

**M. Rombough:** Non, monsieur.

**Le sénateur Lefebvre:** La société B.P. est venue témoigner devant nous et nous a tenu pratiquement les mêmes propos que vous; c'est-à-dire que le producteur canadien ne touchait pas assez et, sans vouloir fausser le témoignage rendu, que le consommateur canadien payait trop cher. Il semble que tous ceux qui ne contribuent pas à la production en aval, jusqu'à la vente au détail, estiment que le consommateur paie trop et que le producteur n'obtient pas assez.

Les grandes entreprises, à l'exception d'une, ont comparu devant notre comité. Elles prétendent qu'il n'est pas rentable de vendre de l'essence. J'ai du mal à comprendre pourquoi on reste dans ce secteur.

**M. Rombough:** Je vous comprends, sénateur. J'ai souvent le même problème.

La proposition de tarification dont nous parlons ici, monsieur le président, est importante pour certains des projets de développement que les entreprises comme PanCanadian et d'autres trouvent trop coûteux aujourd'hui. Il faut se demander s'ils sont importants pour les Canadiens? C'est pour cette raison que nous sommes ici. Nous pensons qu'ils le sont, et je suis sûr que vous en conviendrez avec nous.

**Le président:** Je pense qu'ils le sont et je pense que la population canadienne est prête à payer, comme elle l'a fait en 1973, au nom de l'autosuffisance. Mais, je suis obligé de me demander si, en payant davantage, j'assurerais l'autosuffisance en tant que consommateur.

**M. Rombough:** Monsieur le président, rien n'est garanti dans notre monde. Il est clair que l'industrie ne pourra pas assurer l'autosuffisance si elle n'a pas de marge d'autofinancement. L'investissement de l'industrie est bon. Avec une marge



*[Text]*

flow, I am confident that Canada is and will remain self-sufficient.

**Senator Lefebvre:** We have heard proposals that there should be a guaranteed floor price and a subsidy. There have been all kinds of proposals put forth in the last few months when this problem of the rapidly declining price for a barrel of oil arose. As one of the big Canadian companies, what are your feelings on this, Mr. Rombough? Should there be a guaranteed floor price; should there be a subsidy; should the royalties be removed for a short time? I would like your opinion on these questions.

**Mr. Rombough:** Senator, we are not here to advocate a floor price. However, we are endeavouring to put forward a case for a fair price. When you look at the question of whether or not there should be a floor price, you have to turn that question around and consider how important the maintenance of a domestic supply of crude oil is, how important projects like Syncrude are and how important are projects on the drawing boards for areas like Hibernia and other parts of the frontiers. If they are important, then I think there can be a case made for a floor price.

**Senator Lefebvre:** On certain projects like the tar sands and offshore?

**Mr. Rombough:** If those are viewed as important, clearly, there could be a case for a floor for those projects. Conventional exploration may well require a floor also. I am not advocating that.

There has been a great deal of emotion about floor prices, at least in Alberta. I think it is fair to say that, on the part of PanCanadian, while we have not advocated a floor price, we have not been as upset, if you like, over the term "administered price."

**The Chairman:** You were not upset?

**Mr. Rombough:** Not over the term "administered price".

**Senator Lefebvre:** Would you elaborate on that?

**Mr. Rombough:** We had an administered price for various kinds of crude, old oil, new oil, SOOP; there were all sorts of terms, and fortunately I have forgotten some of them.

When I talk about an administered price, I am talking about a price that reflects a formula approach along the lines of the formula that we have spoken about this evening. If we cannot get some recognition of the reinstatement of that formula, then I see a case for administered prices that would reflect that kind of approach.

**Senator Lefebvre:** Do you mean something like we had during the NEP?

**Mr. Rombough:** I would not go that far, senator. I would simply say that we should not make any distinction between whether oil is found in one year as opposed to another year. For all oil, an administered price, in my opinion, would be a

*[Traduction]*

d'autofinancement, je suis sûr que le Canada restera autosuffisant.

**Le sénateur Lefebvre:** Nous avons entendu des propositions voulant qu'il y ait un prix plancher garanti et une subvention. Toutes sortes de propositions ont été faites au cours des derniers mois quand le prix du baril de pétrole a chuté, monsieur Rombough en tant que représentant d'une des grosses entreprises canadiennes, pourriez-vous nous dire quelles sont vos idées à ce sujet. Devrait-il y avoir un prix plancher garanti? Devrait-il y avoir une subvention? Devrait-on supprimer les redevances pour un certain temps? J'aimerais connaître votre avis là-dessus.

**M. Rombough:** Nous ne sommes pas ici pour préconiser un prix plancher. Toutefois, nous voulons soutenir la cause d'un prix raisonnable. Pour ce qui est de la question du prix plancher, il faut tenir compte de l'importance de la réserve nationale de pétrole brut, l'importance de projets comme Syncrude et de projets qui sont encore à l'état d'ébauche pour les régions comme Hibernia et d'autres régions pionnières. S'ils sont importants, je pense que nous pourrions défendre l'idée d'un prix plancher.

**Le sénateur Lefebvre:** Des projets comme les sables asphaltiques et ceux au large des côtes?

**M. Rombough:** S'ils sont jugés importants, il est clair que l'on pourra défendre le prix plancher pour ces projets. L'exploration conventionnelle pourrait très bien en exiger un aussi. Ce n'est pas ce que je préconise.

La question des prix planchers a suscité un débat animé, du moins en Alberta. Signalons que même si nous, de PanCanada, n'avons pas préconisé un prix plancher, nous n'avons guère été émus, si je puis dire, par l'emploi du terme «prix administré».

**Le président:** Cela ne nous a pas dérangé?

**M. Rombough:** Non, pas l'emploi du terme «prix administré».

**Le sénateur Lefebvre:** Auriez-vous l'obligeance de vous expliquer?

**M. Rombough:** Nous avons été assujettis à un prix administré pour diverses sortes de brut, pour le pétrole ancien et le pétrole nouveau; je songe au prix spécial de l'ancien pétrole, on a employé toutes sortes de termes. D'ailleurs, j'en ai fort heureusement oublié quelques-uns.

Quand je parle d'un prix administré, je parle d'un prix issu d'une formule analogue à celle dont nous avons parlé ce soir. Si nous ne pouvons faire accepter l'idée de rétablir cette formule, j'envisagerais la fixation d'un prix administré qui refléterait ce genre de démarche.

**Le sénateur Lefebvre:** Parlez-vous d'une formule du genre de celle en vigueur dans le cadre du PEN?

**M. Rombough:** Je n'irais pas jusque-là, sénateur. Je dis tout simplement que nous ne devrions pas faire de distinction entre le fait que le pétrole est découvert telle année plutôt que telle autre. Pour l'ensemble de la production pétrolière, un prix



[Text]

price determined along the lines of the formula that we have spoken about this evening.

We would all have to live with the events as they unfold in the world, but at least we would know that we were not on the lower of spot or posted, depending on the buyer's view at that particular moment.

If the price gets down to \$5 a barrel, I can make a case for a floor price fairly easily.

**Senator Lefebvre:** I do not think you would have a hard time making that case.

**Senator Lucier:** Mr. Chairman, I have a supplementary to the questions asked by Senator Lefebvre.

You are advocating a fair price and saying that we now have an unfair pricing system with about a \$3-a-barrel differential?

Did I understand you correctly to say that there are approximately 500 to 600 producers and four buyers.

**Mr. Rombough:** I said that there were four buyers and several hundred producers in my remarks, but I have heard, and I have stated it myself, that there are up to 600 producers.

**Senator Lucier:** How does one arrive at the fair price that you say should be in place? How does one get there?

**Mr. Rombough:** Mr. Chairman, I think we would adapt a formula which would be based on the West Texas posted and spot prices and weighting it 70 per cent West Texas Intermediate posted and 30 per cent West Texas Intermediate spot.

That would still give us a price that, in my opinion, would be slightly lower in terms of the long-term contract sales that occur in areas of the North Sea, but that would be a pricing basis that we would all understand and could plan around accordingly.

We would still have to live with price action that is outside of the control of Canadians, but we would at least know how it would impact on our prices in Edmonton.

**Senator Lucier:** I am still having some difficulty trying to decide how you would force the four buyers to pay that price. What if one of those four says "I will give you less than that", and there is a group of people prepared to sell for less?

**Mr. Rombough:** I do not like to use the word "force", but I would think in terms of causing them to adapt to the formula. I am old fashioned in the sense that I do not believe that we have to have an act of Parliament to bring about an agreement among reasonable people. I think we could, first, make the determination there is a need for a formula, and then put our minds to how we would bring that about. I believe that if we were of a mind to do that, and we sat the refiners down and told them that we felt they had to adopt such a formula, it

[Traduction]

administré serait, à mon avis, un prix fixé selon la formule dont nous avons discuté ce soir.

Bien entendu, nous demeurerions tributaire de la conjoncture mondiale, mais à tout le moins, nous aurions l'assurance de ne pas aller chercher le prix au comptant ou le prix affiché le plus bas, selon le bon vouloir de l'acheteur à ce moment-là.

Si le prix descend à 5 \$ le baril, je pourrais aisément trouver des arguments, en faveur d'un prix plancher.

**Le sénateur Lefebvre:** Je conviens que vous n'auriez pas de mal à le faire.

**Le sénateur Lucier:** M. le président, j'ai une question supplémentaire qui fait suite à celles qu'a posées le sénateur Lefebvre.

Vous voulez obtenir un juste prix pour votre produit et vous dites que nous avons à l'heure actuelle un système de fixation des prix injuste et que le prix du baril est de 3 \$ en deçà de ce qu'il devrait être?

Si j'ai bien compris, vous avez dit qu'il y avait approximativement 500 à 600 producteurs et quatre acheteurs.

**M. Rombough:** J'ai dit qu'il y avait quatre acheteurs et plusieurs centaines de producteurs, mais j'ai entendu dire—et je l'ai répété moi-même—qu'il y avait jusqu'à 600 producteurs.

**Le sénateur Lucier:** Comment mettre en place un système permettant d'obtenir le prix que vous considérez juste? Comment s'y prendre?

**M. Rombough:** M. le président, nous devrions à mon avis adopter une formule fondée sur les prix affichés et au comptant de la West Texas intermediate, selon une pondération de 70 p. 100 pour le prix affiché et de 30 p. 100 pour le prix au comptant.

Nous obtiendrions de cette manière un prix qui demeurerait légèrement inférieur à celui prévu dans les contrats de vente à long terme en vigueur dans les secteurs s'approvisionnant en Mer du Nord, mais ce serait une formule que nous comprendrions tous et qui aurait l'insigne avantage de nous permettre de tirer des plans conséquents.

Nous demeurerions évidemment vulnérables aux fluctuations des prix à l'extérieur du Canada, qui sont hors de notre contrôle, mais nous pourrions au moins en calculer les répercussions sur les prix à Edmonton.

**Le sénateur Lucier:** J'ai encore du mal à concevoir comment vous pourriez forcer les quatre acheteurs en question à payer ce prix. Que se passerait-il si l'un des quatre décidait d'offrir un prix inférieur à celui-là et que certains vendeurs acceptent de vendre à rabais?

**M. Rombough:** Je n'aime pas le mot «forcer». Je pense qu'on peut les inciter à adopter cette formule. Je suis vieux jeu, en ce sens que je ne crois pas qu'il soit nécessaire d'adopter une loi du Parlement pour susciter une entente entre gens raisonnables. Je pense qu'il faut tout d'abord convenir qu'une formule s'impose et ensuite, réfléchir à ses modalités d'application. Si nous étions déterminés et qu'à l'occasion d'une rencontre avec les raffineurs, nous leur disions qu'à notre avis, ils devraient adopter pareille formule, je pense qu'il ne serait pas si difficile

[Text]

would not be that tough, I do not think, because they are the ones who introduced the formula in the first place.

We would have to allow for some assurance that if we could not reach agreement it may well be necessary to formally create an administered price. I have a feeling that that would bring the parties together fairly fast.

**Senator Lucier:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** They do not want another National Energy Program.

**Mr. Rombough:** We said in our remarks that they have used their levers to their advantage; I am suggesting that we use ours and yours.

**Senator Kenny:** I am still not clear on this point, Mr. Rombough. Are you talking about government regulation?

**Mr. Rombough:** Only if you cannot reach an understanding with all the parties.

**Senator Lefebvre:** Compulsory arbitration!

**Mr. Rombough:** Perhaps that is the impossible dream.

**Senator Kenny:** Government regulation if necessary but not necessarily government regulation.

**Mr. Rombough:** We have used slogans like that in the past, Senator Kenny, but I think it may be the impossible dream. However, I do think it is worth the effort.

**Senator Kenny:** There is something that is nagging at me and I do not know how to articulate it very well, but I am uncomfortable with a scheme relating to the Canadian energy system that looks neat, that makes sense at first blush.

I am also uncomfortable with a scheme that is based on four months of tracking and a case put forward on the basis of four months.

We know that the past four months have been catastrophic for producers; there is no question about that. We also know that something has to be done very soon or many of the smaller producers will go by the board.

One of the most troublesome things I see in the industry is that we are likely to come up with two or three schemes a decade to fix up the oil business in Canada, and perhaps more. It seems to be that volatile. I wonder why you are prepared to tie your wagon to a price formula established in the United States and say: "Look, this is what we are prepared to ride with come thick or come thin."

**Mr. Rombough:** Mr. Chairman, the formula we have referred to was not established in the United States. It may be practised in the United States, but it was established or at least operative here in the early stages of deregulation. That is why I do not think it would be difficult to get reinstatement of that kind of approach. We like that in the sense that it would reflect the value of oil in the North American context and we would be allowing our industries to obtain their energy on,

[Traduction]

d'en venir à une entente. Après tout, ce sont eux qui ont introduit cette formule à l'origine.

Il faudrait qu'il soit clair qu'à défaut d'une entente, un prix administré serait fixé par le gouvernement. J'ai l'impression que cela inciterait les parties à s'entendre assez rapidement.

**Le sénateur Lucier:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** Ils ne veulent pas d'un autre programme énergétique national.

**M. Rombough:** Nous avons dit dans nos observations qu'ils s'étaient servis de leurs atouts à leur avantage; je suggère que nous fassions de même avec les nôtres et les vôtres.

**Le sénateur Kenny:** Je ne vous suis pas bien, monsieur Rombough. Envisagez-vous une réglementation gouvernementale?

**M. Rombough:** Uniquement si toutes les parties ne parviennent pas à s'entendre.

**Le sénateur Lefebvre:** L'arbitrage obligatoire!

**M. Rombough:** C'est peut-être un rêve impossible.

**Le sénateur Kenny:** La réglementation gouvernementale si nécessaire, mais pas nécessairement la réglementation gouvernementale.

**M. Rombough:** Nous avons employé des slogans de ce genre dans le passé, sénateur Kenny, et je crains que nous ne rêvions en couleurs. Cependant, je pense que cela vaut la peine d'essayer.

**Le sénateur Kenny:** Quelque chose qui me chicote et je ne sais pas trop comment l'expliquer clairement, mais l'idée d'avoir dans le domaine énergétique au Canada un système qui semble bien structuré et dont le caractère sensé saute aux yeux me met mal à l'aise.

J'ai aussi du mal à avaler un système fondé sur le rendement de quatre mois seulement.

Nous savons que les quatre derniers mois ont été catastrophiques pour les producteurs; il n'y a aucun doute là-dessus. Nous savons également qu'il faut faire quelque chose rapidement, sous peine de voir sombrer de nombreux petits producteurs.

Le plus ennuyeux dans ce secteur, c'est qu'il faudra probablement concevoir deux ou trois systèmes par décennie, et peut-être davantage, pour s'adapter à l'évolution de la situation pétrolière au Canada. En effet, elle semble extrêmement changeante. Je me demande pourquoi vous êtes disposés à vous lier à une formule de prix établie aux États-Unis et à supporter les conséquences de ce choix contre vents et marées.

**M. Rombough:** Monsieur le président, la formule dont nous avons parlé n'a pas été établie aux États-Unis. Elle est peut-être en vigueur aux États-Unis, mais elle a été établie, ou à tout le moins appliquée ici, au tout début de la déréglementation. Voilà pourquoi je pense qu'il ne serait pas très compliqué d'obtenir qu'elle soit rétablie. Cela ferait notre affaire, en ce sens qu'elle refléterait la valeur du pétrole dans le contexte nord-américain et permettrait à nos industries d'obtenir leur énergie plus ou moins au même prix que leurs concurrentes de



[Text]

more or less, the same pricing as applies on the other side of the border; in other words, they would be on an equal footing.

But I agree, Senator Kenny, that there is no such thing as devising a system today that will necessarily be perfect for the next decade.

One of the thoughts I had when I was invited to appear before the committee was how did this happen, and it sort of happened on my way to the annual meeting when I decided to tell the plain facts, that we were getting the lowest price in the world. Then I thought that it might not be too hard to convince the members of the other house that we had a very interesting proposition; if the first four months are reflective, say, of the whole year, we were putting forward a view that would bring somewhat in the order of \$100 million to the federal government, a fair amount of money to the Alberta government and a great deal of relief to the large and small producers at a time when we have serious problems, as you have noted.

I do not know that our system is perfect by any means, but I think it is an approach that has a great deal of merit to it.

**Senator Kenny:** If you are going to bite the bullet on a regulated price, I think it is as good a scheme as we have seen if you are talking about the intermediate period and if you said: "Look, for the next eight months this is what we think will help bridge us through, and maybe we should sit down then and talk about how we will regulate oil prices after that."

**Mr. Rombough:** That would be better than the bullet we have been biting.

**Senator Kenny:** When I read the remarks you made to your annual meeting I had the feeling you were going to come here and make a case for better competition laws, particularly when you talked about the four or five domestic buyers and the 600 sellers.

Why have you not done that?

**Mr. Rombough:** The view we hold is that we are in a transition period. We have only operated under deregulation since June of last year. So, whether there has been some unfair practices or not, that is part and parcel of changing the methods that we have lived under for the previous five or six years. You have to give the system a chance to operate.

What we are now seeing is that it is operating, but not quite along the lines of us receiving world oil prices. If you wanted to consider a formula for eight months, and I think that might be an approach with a great deal of merit, then we could re-examine whether it achieves the ends we all want to see. I think we all want to see fair pricing at the consumer end; we want to maintain a reasonably viable industry on the other end of the pipe; and, maybe at eight months out, we might be pretty happy with this kind of approach.

**Senator Kenny:** I take your point, but the fundamental fact isn't likely to change, even in the medium term, that the ratio

[Traduction]

l'autre côté de la frontière; autrement dit, elles seraient sur un pied d'égalité.

Mais je conviens, sénateur Kenny, qu'il est impossible de concevoir à l'heure actuelle un système qui sera encore adapté à nos besoins dans dix ans.

Lorsque j'ai été invité à comparaître devant le comité une idée m'a effleuré. En fait, cela s'est produit lorsque je me rendais à la réunion annuelle. C'est alors que j'ai décidé que le meilleur parti consistait simplement à dire la vérité, soit que nous vendons notre pétrole au prix le plus bas au monde. C'est à ce moment-là que j'ai pensé qu'il ne serait pas trop difficile de convaincre les députés de l'autre Chambre de l'intérêt de notre proposition. Si les quatre premiers mois sont un reflet de toute l'année, notre proposition, si elle était appliquée, ferait entrer environ 100 millions de dollars dans les coffres du gouvernement fédéral et une somme intéressante dans ceux du gouvernement de l'Alberta, tout en aidant sensiblement les producteurs, gros et petits, à une époque où ils sont aux prises avec de graves problèmes.

J'ignore si notre système est parfait, mais à tout prendre, je pense que cette formule est fort valable.

**Le sénateur Kenny:** Si vous êtes disposé à accepter un prix réglementé, avec toutes ses conséquences, je pense que la formule proposée en vaut bien d'autres, surtout à moyen terme. Si vous dites: «L'application pour les huit prochains mois de cette formule nous permettra de surmonter la crise et peut-être qu'ensuite nous pourrions nous rencontrer de nouveau et discuter de la façon de réglementer les prix du pétrole», alors ça va.

**M. Rombough:** Cela serait préférable à la situation que nous avons connue jusqu'ici.

**Le sénateur Kenny:** Lorsque j'ai lu les observations que vous avez formulées à l'occasion de votre réunion annuelle, j'ai eu l'impression que vous alliez venir ici faire l'apologie de meilleures lois en matière de concurrence, particulièrement lorsque vous avez parlé de quatre ou cinq acheteurs sur le marché intérieur et de 600 vendeurs.

Pourquoi ne l'avez-vous pas fait?

**M. Rombough:** Nous considérons que nous sommes en période de transition. Ce n'est que depuis juin l'an dernier que nous fonctionnons dans un contexte de déréglementation. Ainsi, qu'il y ait eu ou non certaines pratiques déloyales, cela fait partie du jeu, du processus visant à changer les méthodes qui nous régissaient depuis cinq ou six ans. Il faut donner au système la chance de faire ses preuves.

D'après nos constatations, le système fonctionne, mais il ne nous permet pas de bénéficier des prix mondiaux. Si vous voulez envisager l'application d'une formule issue d'une expérience de huit mois—et je pense que ce pourrait être une idée fort valable—nous pourrions alors voir si nous pouvons ainsi atteindre les résultats escomptés. Nous voulons tous, d'une part, que le consommateur bénéficie d'un prix équitable et, d'autre part, que l'industrie soit viable, et peut-être qu'après huit mois d'expérience, le système nous conviendra parfaitement.

**Le sénateur Kenny:** Je prends note de votre point de vue, mais les données essentielles du problème risquent peu de



[Text]

of sellers to buyers is going to be 100 to one. For the foreseeable future there is not likely to be a lot more refiners in this country; there may be fewer.

**Mr. Rombough:** I believe there are some thoughts being put forward on this to the effect the sellers might consolidate more of their production with APMC. That might achieve a better balance between the parties. Just what progress will be made on that front will depend on things outside our control, but I believe there is a certain effort under way in Alberta to bring that about.

**Senator Hays:** Most of my questions have been answered. I would, however, like to join with other senators in thanking PanCanadian for coming.

My one question is a request for some assistance on a matter that has come up with other witnesses, and that is the meaning of "posted price" in the U.S. We have had witnesses from Texaco indicate that it is their view that U.S. refiners do not pay the U.S. posted price. They did not, however, help me by indicating what they did pay. Can you provide the committee with the benefit of your views on this. I mean the validity of the figure that is published in Chicago as the posted price. Is there any question in your mind that that is the actual amount paid by those U.S. refiners who post that price?

**Mr. Rombough:** I think we indicated that we believed that somewhere between 10 and 20 per cent is purchased at the spot price. The fascinating thing is if there are no purchases made at the posted price, why post the price?

**Senator Kenny:** If I could interject, the impression that we got was that that was the starting point in the negotiations. That is why I asked the same question earlier.

**Mr. Rombough:** As Bill Reinwart pointed out, we do have some protection in the U.S.. We sell that at a posted price. Now it does not necessarily go in to the Chicago market, and it may be slightly below the postings in Chicago. But any checking we have done, senator, has indicated that there is a posted price and it is operative, and I wouldn't want to say that we are absolutely, 100 per cent right and the other party is absolutely, 100 per cent wrong, but we believe that they post prices and they purchase crude at the posted prices.

**Mr. Reinwart:** Could I just maybe add a little to that. I was quite surprised to hear this remark by the party from Texaco, because in point of fact two of our sales in the United States of crude that we produced in the United States are to Texaco's trading company at posted prices. I would offer that to you as well.

**Senator Balfour:** I have a question that is a little bit off of the main thrust of the discussion this evening, but, Mr. Rombough, do you have a view with respect to the advisability of proceeding with the deregulation of natural gas prices on November 1, having regard to the volatile state of the market at the moment?

[Traduction]

changer, même à moyen terme. Autrement dit, le rapport vendeurs/acheteurs continuera d'être 100 pour un. Il est peu probable que dans un avenir prochain, le pays compte beaucoup plus de raffineurs; par contre, il peut y en avoir encore moins.

**M. Rombough:** Je crois savoir que les intéressés réfléchissent à ce problème. En effet, les vendeurs envisagent de réunir leur production sous l'égide de la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta, ce qui permettrait peut-être d'instaurer un meilleur équilibre entre les parties. Les progrès susceptibles d'être réalisés à cet égard sont tributaires de facteurs indépendants de notre contrôle, mais je crois savoir que l'on fait actuellement un effort en ce sens en Alberta.

**Le sénateur Hays:** On a déjà répondu à la plupart de mes questions et à l'instar de certains de mes collègues, je tiens à remercier les représentants de PanCanadian d'avoir accepté de comparaître devant notre comité.

Je voudrais simplement des éclaircissements sur une question qui a été soulevée par d'autres témoins, soit la signification du «prix affichés» aux États-Unis. Des témoins, représentants de la société Texaco, nous ont dit qu'à leur avis, les raffineurs américains ne payaient pas le prix affiché aux États-Unis. Ils n'ont par contre pas jugé bon de me dire ce qu'ils payaient. Pourriez-vous dire au comité ce que vous en pensez; quelle crédibilité faut-il accorder au prix affiché à Chicago? Êtes-vous absolument convaincu qu'il s'agit de la somme que paient réellement les raffineurs américains?

**M. Rombough:** Je crois que nous avons indiqué qu'à notre avis, entre 10 et 20 p. 100 de la production est achetée au prix spot. Ce qui est fascinant, c'est que si personne n'achète au prix affiché, pourquoi se donner la peine d'afficher un prix?

**Le sénateur Kenny:** Si vous me permettez de vous interrompre, nous avons eu l'impression qu'il s'agissait du point de départ dans les négociations. Voilà pourquoi j'ai posé la même question tout à l'heure.

**M. Rombough:** Comme Bill Reinwart l'a signalé, nous sommes pour ainsi dire protégés sur le marché américain. Nous vendons notre production à un prix affiché. Cependant, notre produit ne se rend pas nécessairement au marché de Chicago, et il peut arriver qu'il soit légèrement inférieur au prix affiché à Chicago. D'après nos sources, sénateur, le prix affiché existe, il fonctionne et même si je ne voudrais pas affirmer que nous avons raison à 100 p. 100 et que l'autre partie a tort à 100 p. 100, nous croyons que les raffineurs affichent un prix et qu'ils achètent leur brut au prix affiché.

**M. Reinwart:** Je voudrais ajouter quelque chose. J'ai été passablement surpris d'apprendre que des représentants de la Texaco avaient tenu de tels propos parce qu'en fait, nous avons signé avec cette société deux contrats de vente de brut produit par nos soins aux États-Unis et ce, au prix affiché. Je voulais vous le signaler.

**Le sénateur Balfour:** Je voudrais poser une question qui s'écarte un peu du sujet de la discussion de ce soir. Monsieur Rombough, croyez-vous qu'il soit opportun d'aller de l'avant avec la déréglementation des prix du gaz naturel le 1<sup>er</sup> novembre, compte tenu de l'inconstance du marché à l'heure actuelle?

## [Text]

**Mr. Rombough:** I would have a hard time saying I didn't. I think I spoke to that issue briefly at the annual meeting. I have to wear two hats here because I am the President of Pan-Canadian and I recently became Chairman of the Canadian Petroleum Association Gas Committee, and my views do not necessarily coincide with theirs, or the view I will express, and I have to be rather statesman-like when I deal with the CPA position.

My view is that when we examined the proposition of deregulation of natural gas things were pretty buoyant in the Alberta oil and gas industry. What we were endeavouring to do was to free gas so it could capture a larger share of the market in the United States and, while we would have to accept certain lower prices in the short run, we would all benefit in the long run by virtue of having greater access. Now what has happened is that we have experienced a continuation of that gas bubble down there, a great deal of gas-to-gas competition in the United States, and oil prices have fallen significantly since those proposals were discussed and everyone had a pretty good view that deregulation of natural gas would make sense, albeit it might bring some short-term pain for long-term gain. But, given where we are at today and given the things that still have to be accomplished in terms of deregulation, I think there is a strong case for looking at whether November 1, 1986 is realistic.

**Mr. Clay:** Gentlemen, your analysis here is quite interesting and I would like to pursue a few points in it.

You have made the argument that conventional oil in Canada is effectively today being sold at the WTI spot price. That being the case, what is determining the price of oil being sold in the supplementary sales market? The witnesses who have appeared before us have generally testified that this oil is being sold at even lower prices still. How are those prices being arrived at?

**Mr. Reinwart:** I think it would probably be fair to say—and I am not being trite with this answer—that it would be whatever price a producer is prepared to sell that oil at and the best price that he can try to negotiate under the circumstances, which are really circumstances of duress. I can only hazard a guess as to what those values might be, and they might be several dollars a barrel below whatever the other prevailing prices would be, but let us say compared to the Canadian postings, for example.

**Mr. Clay:** But you haven't tracked those prices, for example, in the same fashion that you have tracked the nominated.

**Mr. Reinwart:** No sir, we haven't. It is a little difficult to do because they are individual deals that are done—and we are a party to some of these; we sell a modest amount of oil in the supplementary market from time to time; so we know some of the values that we have received under certain circumstances, but the information is not as visible, if you will, because they are commercial deals and they are done on the basis of individual arrangements. The prices are not openly posted; they are just prices negotiated under the circumstances.

## [Traduction]

**M. Rombough:** Je mentirais si je disais que je n'ai pas d'opinion là-dessus. Je crois d'ailleurs avoir abordé brièvement la question à la réunion annuelle. Il faudra que je coiffe deux chapeaux parce que je suis à la fois président de PanCanadian et président, depuis peu, du comité du gaz de l'Association canadienne du pétrole et que mes vues ne correspondent pas nécessairement avec celles des membres de l'Association. Il faudra donc que je sois extrêmement diplomate lorsque j'aborderai la position de l'ACP.

Lorsque nous avons envisagé de déréglementer le gaz naturel, l'industrie du pétrole et du gaz en Alberta était assez florissante. Nous voulions soustraire le gaz à la réglementation afin de lui permettre d'aller chercher une plus grande portion du marché américain. Nous étions prêts à assumer une certaine baisse des prix à court terme pour bénéficier à long terme des avantages que nous procurerait un accès plus aisé au marché. Mais voici ce qui s'est passé. On a vu se maintenir aux États-Unis un marché du gaz stable et une vive concurrence entre les diverses compagnies de gaz. En outre, le prix du pétrole a chuté énormément depuis que cette proposition a été discutée. Quoi qu'il en soit, tout le monde s'entendait pour dire que la déréglementation du gaz naturel serait une bonne chose, même s'il fallait souffrir à court terme pour obtenir des avantages à long terme. Mais compte tenu de la situation actuelle et de ce qui reste à accomplir dans le domaine de la déréglementation, j'estime qu'il y a tout lieu de se demander si la date du 1<sup>er</sup> novembre 1986 est réaliste.

**M. Clay:** Messieurs, votre analyse est très intéressante et je voudrais approfondir quelques points.

Vous avez dit qu'à l'heure actuelle, le pétrole conventionnel au Canada est vendu au prix du brut WTI sur le marché spot. Cela étant, qu'est-ce qui détermine le prix du pétrole vendu sur le marché des ventes supplémentaires? En général, les témoins que nous avons déjà entendus nous ont dit que ce pétrole se vendait à des prix encore plus bas. Comment ces prix sont-ils établis?

**M. Reinwart:** Je serai très clair: le prix en vigueur est celui auquel un producteur est disposé à vendre son pétrole, c'est-à-dire le meilleur prix qu'il peut négocier dans les circonstances, qui sont fort contraignantes. Je ne peux que spéculer sur ce que ces prix peuvent être car un baril de pétrole peut se vendre plusieurs dollars de moins que le prix du marché ou, disons, que les prix affichés au Canada, par exemple.

**M. Clay:** Mais vous n'arrivez pas à ces prix de la même façon que vous établissez celui du pétrole?

**M. Reinwart:** Non, monsieur. Ce serait assez difficile parce qu'il s'agit de transactions particulières et que nous sommes partie à certaines d'entre elles. De temps à autre, nous vendons de modestes quantités de pétrole sur le marché des ventes supplémentaires, ce qui fait que nous savons quels prix nous avons obtenus dans certaines circonstances, mais nos données ne sont pas tellement précises parce qu'il s'agit de transactions commerciales faites en vertu d'ententes particulières. Les prix ne sont pas ouvertement annoncés, mais négociés dans chaque cas



[Text]

I think it is fair to say that they are below the values of the Canadian postings.

**Mr. Clay:** Your analysis is, in fact, setting a lower limit on what you consider to be the undervaluing of Canadian crude because you are taking only the posted prices being offered by the three main purchasers and if you had some way of also adding in that volume of oil being sold through supplementary sales, the discrepancy then would, presumably, be the larger amount.

**Mr. Reinwart:** That is a very good point and I would agree with it.

**Mr. Clay:** In your last slide you have the three graphs for regular leaded gasoline; fair-value crude; and Canadian marker crude. You have indicated values on that graph. You indicate, for example, a difference of \$8.50 between a barrel of regular leaded gasoline and Canadian marker crude, rising to \$26.30 and so on. Am I correct in interpreting that gap to suggest that refiners' margins should, in fact, be up in the first part of this year?

**Mr. Reinwart:** Should be up?

**Mr. Clay:** Yes. They should, in theory, be making more money on their sale of gasoline because of the divergence of these curves, is that correct? Am I interpreting that correctly?

**Mr. Reinwart:** If, for example, you are saying that in February we had the \$26.30 comparison as compared to \$8.50 and that would suggest their margins should be higher, I think a direct comparison such as that would suggest that situation. As I am sure you have heard them mention, they take into account the inventory value and the cost of carrying their inventories which they suggest would tend to reduce that amount.

In doing these comparisons, we were trying to assist everyone in seeing what these spreads were and to indicate the relative smallness of the area of dispute we have with the refiners as compared to the value of the oil being purchased and as compared to the wholesale value of the gasoline.

**Mr. Clay:** I am not quite sure whether you are agreeing or disagreeing with what I am saying. In theory you are saying that should provide the refiners with more opportunity to get a better return on their sales of gasoline, is that correct?

**Mr. Reinwart:** I am not trying to be clever with you, but I believe my answer would be, yes, sir. I had not looked into it in that much detail.

**Mr. Clay:** On page 2 of your opening statement you state:

Canadian produced crude is not yet viewed by U.S. refiners to be as secure and reliable a long-term source of supply as is U.S.-produced crude.

To what extent in the present market are American purchasers actually looking for long-term stable supplies of crude; and to what extent are they buying in an opportunistic way on the spot market?

[Traduction]

en fonction de la conjoncture. Je ne crois pas me tromper en disant qu'ils sont inférieurs aux prix affichés au Canada.

**M. Clay:** En fait, vous établissez un seuil inférieur par rapport à ce que vous considérez comme le prix sous-évalué du pétrole brut canadien parce que vous ne vous basez que sur les prix affichés par les trois principaux acheteurs et que si vous pouviez trouver un moyen d'ajouter les quantités de pétrole vendues à l'étape des ventes supplémentaires, on peut présumer que l'écart serait encore plus grand.

**M. Reinwart:** Ce que vous dites est très pertinent et je suis d'accord avec vous.

**M. Clay:** Dans votre dernière diapositive, on voit trois graphiques, pour l'essence ordinaire avec plomb, le brut moyen et le brut repère canadien, avec leurs prix. Par exemple, vous faites état d'une différence de 8,50 \$ entre un baril d'essence ordinaire avec plomb et un baril de brut repère canadien, différence atteignant 26,30 \$. Faut-il conclure de cet écart que les marges de profits des raffineurs devraient en fait augmenter dans les premiers mois de l'année?

**M. Reinwart:** Vous dites bien «devraient augmenter»?

**M. Clay:** Oui. En principe, les raffineurs devraient réaliser plus de profits à la vente de leur essence à cause de l'écart entre ces courbes, n'est-ce pas? Ou est-ce que je me trompe?

**M. Reinwart:** Si vous dites, par exemple, qu'en février, il y avait un écart de 26,30 \$ comparativement à 8,50 \$, ce genre de comparaison directe porte à croire que leurs marges de profits devraient être plus élevées. Je suis certain que vous les avez entendus dire qu'ils doivent tenir compte de la valeur de leurs stocks et du coût du transport de ces stocks, et que cela réduit leurs marges de profits.

Lorsque nous avons fait ces comparaisons, c'était pour bien montrer l'importance de ces écarts et la faiblesse relative de la marge qui nous sépare des raffineurs comparativement à la différence entre la valeur du pétrole acheté et les prix de gros de l'essence.

**M. Clay:** Je ne sais pas si vous êtes ou non d'accord avec moi. En théorie, vous dites que cela devrait aider les raffineurs à réaliser plus de profits sur la vente de leur essence, n'est-ce pas?

**M. Reinwart:** Je n'essaie pas de jouer au plus malin avec vous, mais à votre question, je répondrais oui. Je n'ai pas tellement approfondi la question.

**M. Clay:** A la page 2 de votre déclaration liminaire, vous dites:

Les raffineurs américains considèrent que le pétrole brut produit au Canada ne constitue pas une source d'approvisionnement à long terme aussi fiable et assurée que le pétrole brut produit aux États-Unis.

Dans l'état actuel du marché, dans quelle mesure les acheteurs américains cherchent-ils vraiment des sources stables d'approvisionnement à long terme en pétrole brut, et dans quelle mesure achètent-ils du pétrole de façon opportuniste sur le marché spot?



*[Text]*

**Mr. Reinwart:** That is a very good fundamental question, Mr. Clay. If they can enter into contractual arrangements that provide them with reasonable assurance of long-term access to oil, their perception is that it is more secure than, let us say, a volume of oil which they have purchased on just a short-term basis.

There is absolutely no question that anybody we talk to in the oil business is looking at the situation in the short-term as far as price action is concerned. I would venture to say, as far as prices are concerned, that I would question whether anyone is looking beyond a period of, say, 30 days. It is more a matter of a perception of assurance of arrangement; and it is more a perception of a history of arrangement that has been developed. I hate to use the expression, "doing deals on handshakes" but histories of relationships have developed and that becomes a longer term understanding. That is, of course, presuming that they last. I do not know if my answer is helpful to you at all.

**Mr. Clay:** Would it be reasonable to generalize and say that in the U.S. market inventories are normally considerably lower than Canadian purchasers would have and that buyers in the U.S. market move in and out much more quickly than Canadian buyers?

**Mr. Reinwart:** Are you talking of inventory of oil or oil products?

**Mr. Clay:** Yes, either.

**Mr. Reinwart:** I do not know that I am entirely equipped to be precise in my answer, but I think that you are probably making a fair assessment.

**Mr. Clay:** Would you happen to know approximately what share of U.S. sales of crude oil are being made on the spot market as opposed to being done through posted pricing arrangements?

**Mr. Reinwart:** Our assessment, based on people we consider to be knowledgeable and who, in fact, are doing business, buying and selling in the United States, is that it is probably in the range of 10 to 20 per cent. I believe we could say with a great deal of confidence that not more than 30 per cent of the oil being purchased and sold in the United States is on a spot basis.

**Mr. Clay:** Has that amount been increasing in recent months?

**Mr. Reinwart:** Yes, sir, I think it would be fair to say that it has probably increased. If you had asked me this question a year ago I probably would have said that it was 10 per cent. Today I would have to say that it is no more than 30 per cent—between 20 per cent and 30 per cent.

**Mr. Clay:** So it has roughly doubled in the last year?

**Mr. Reinwart:** I think that is correct.

**Senator Hays:** Would the posted ultimately follow the spot?

**Mr. Reinwart:** Yes, they have. You will probably recall from the very first slide that we showed that while the spot prices were moving down more rapidly, certainly the posted prices—

*[Traduction]*

**M. Reinwart:** C'est une très bonne question. Lorsque les raffineurs peuvent conclure des ententes contractuelles leur garantissant presque à coup sûr un approvisionnement à long terme, ils sont plus rassurés que lorsqu'ils achètent une certaine quantité de pétrole qui sera épuisée à court terme.

Il ne fait aucun doute que tout le monde dans l'industrie pétrolière est incertain quant à l'avenir des prix. J'irais même jusqu'à dire que personne ne peut prédire ce que seront les prix trente jours plus tard. D'où l'importance pour les raffineurs de pouvoir compter sur un approvisionnement stable; au fil des ans, les ententes en sont venues à jouer un rôle primordial. Je n'aime pas l'expression «s'entendre à l'amiable», mais les acheteurs et les fournisseurs ont établi des relations qui tiennent lieu d'ententes à long terme, pourvu qu'elles durent, évidemment. J'espère que cela répond à votre question.

**M. Clay:** Peut-on raisonnablement généraliser et dire que les pétrolières américaines constituent habituellement des stocks beaucoup moins importants que les pétrolières canadiennes et qu'aux États-Unis, les acheteurs écoulent leurs stocks beaucoup plus rapidement qu'ici?

**M. Reinwart:** Parlez-vous des stocks de pétrole ou des stocks de produits pétroliers?

**M. Clay:** Des deux.

**M. Reinwart:** Je ne suis pas certain d'avoir toutes les données nécessaires pour vous donner une réponse précise, mais je crois que vous avez raison.

**M. Clay:** Pourriez-vous nous dire approximativement quel pourcentage du pétrole brut américain se vend sur le marché spot et non au prix affiché?

**M. Reinwart:** Selon des sources que nous jugeons fiables, car il s'agit de gens qui achètent et vendent du pétrole aux États-Unis, nous estimons que de 10 à 20 p. 100 du brut sont vendus sur le marché spot. On peut dire sans trop risquer de se tromper qu'au plus 30 p. 100 du pétrole acheté et vendu aux États-Unis l'est sur le marché spot.

**M. Clay:** Ce pourcentage a-t-il augmenté ces derniers mois?

**M. Reinwart:** Oui, probablement. Si vous m'aviez demandé le pourcentage il y a un an, je vous aurais probablement répondu 10 p. 100. Aujourd'hui, il varie entre 20 et 30 p. 100, mais il n'excède pas 30 p. 100.

**M. Clay:** Donc, en gros, il a doublé au cours de la dernière année, n'est-ce pas?

**M. Reinwart:** C'est exact.

**Le sénateur Hays:** Le prix affiché finit-il toujours par suivre le prix du marché spot?

**M. Reinwart:** Oui. Si vous vous rappelez la toute première diapositive que nous avons montrée, vous vous souviendrez probablement qu'au moment où les prix sur le marché spot dimi-

[Text]

and I am talking of the WTI—were also moving down. They were following by an interval of time.

**Senator Hays:** In terms of price evolution, the posted price will follow the spot down. Would it be fair to say that in that event there is a likelihood that there would not be a great increase in the amount of oil bought on spot because a lower spot is ultimately going to be reflected in a lower posting in any event? Perhaps I have confused that question.

**Mr. Reinwart:** Could we try that again?

**Senator Hays:** Is it likely that the posted will become the less relevant in the U.S. market and that more and more product will be purchased on a spot basis? My own conclusion would be that that would not happen. Why? Because the refiners who were purchasing will be posting lower prices if the spot is going down. There is a probable scenario where a great amount of the oil will not be bought on the spot market because the posted is sensitive to a lower spot which means you will end up with a lower posted. I am thinking of your formula on a long-term basis.

**Mr. Reinwart:** The posted certainly is sensitive to spot; there is no question. One thing that is worth keeping in mind is that those posted prices have at their core the transfer of oil from major companies' producing operations to their downstream operations. Commercial practice would suggest to me that they are going to look after themselves first. That being the case, there is a resistance on their part to try to reduce posted prices because that will mean a loss of revenue for them unless the market circumstances require that it has to happen that way. I think it is safe to say that there is always going to be posted prices and I would speculate that the majority of oil probably will continue to move at postings.

Perhaps we are dealing with semantics here, but it may well be that those postings will have to be more time sensitive to the realities of the market as it unfolds. Admittedly, in the last four months we have gone through an unbelievably dramatic period of time.

**Mr. Clay:** I would like to close with one question which will, perhaps, encapsulate what you have said. If I were to say that the gist of your remarks is that you operate in a non-competitive market, from your perspective as a producer, because there are too few domestic buyers in the market, would that be a reasonable reflection of your concern?

**Mr. Rombough:** I would say that that is a fair assessment.

**The Chairman:** On behalf of the committee, I would like to thank the witnesses for their presence here today and for the information they have supplied. I think that I can speak for the committee in expressing our appreciation for their very candid answers, which have been refreshing to us in terms of our deliberations.

The committee adjourned.

[Traduction]

naient rapidement, les prix affichés—c'est-à-dire les prix du brut WTI—baisseraient également. Pas immédiatement, certes, mais ils suivraient.

**Le sénateur Hays:** Le prix affiché suivra donc le prix du marché spot dans sa chute. Peut-on supposer que les quantités de pétrole achetées sur le marché spot probablement vont diminuer, puisque la baisse des prix sur le marché spot entraînera inmanquablement une baisse du prix affiché? Ma question n'est peut-être pas très claire.

**M. Reinwart:** Pourriez-vous la reformuler, s'il vous plaît?

**Le sénateur Hays:** Est-il probable que le prix affiché devienne une donnée de moins en moins pertinente sur le marché américain et que des quantités de plus en plus grandes de pétrole soient achetées sur le marché spot? Personnellement, je crois que cela n'arrivera pas et je vais vous dire pourquoi. Cela n'arrivera pas parce que si le prix sur le marché spot diminue, les raffineurs qui achètent à ce prix afficheront des prix plus bas. Selon toute probabilité, les raffineurs n'achèteront pas de grandes quantités de pétrole sur le marché spot parce que la baisse du prix sur ce marché fait baisser les prix affichés. Je songe à l'application de votre formule à long terme.

**M. Reinwart:** Le prix affiché est indubitablement sensible aux fluctuations du prix sur le marché spot; cela ne fait aucun doute. Ce qu'il convient de se rappeler, c'est que les prix affichés sont avant tout basés sur le coût du transport du pétrole des puits des grandes pétrolières jusqu'à leurs réseaux de stations-service. Les considérations commerciales d'usage me portent à croire qu'elles veilleront avant tout sur leurs intérêts. Cela dit, elles hésitent à réduire les prix affichés parce que cela représenterait pour elles une perte de revenus; elles ne les réduiront que si les circonstances du marché les y obligent. On peut affirmer qu'il y aura toujours des prix affichés et j'irais jusqu'à dire que la majeure partie du pétrole vendu continuera de l'être aux prix affichés.

Ce ne sont que des suppositions, mais il se pourrait très bien que les prix affichés doivent réagir plus rapidement à l'évolution du marché. Il ne fait aucun doute que les quatre derniers mois ont été incroyablement difficiles.

**M. Clay:** Je termine sur une question qui résumera peut-être vos propos. Est-ce que je traduis bien votre pensée en affirmant qu'en tant que producteur, vous vendez sur un marché où il n'y a pas de concurrence parce qu'il compte trop peu d'acheteurs canadiens?

**M. Rombough:** Vous auriez raison de dire cela.

**Le président:** Au nom du comité, je tiens à remercier les témoins de leur présence et des informations qu'ils nous ont fournies. Je crois pouvoir dire au nom de tous que le caractère simple et direct de vos réponses nous ont agréablement changé de l'ordinaire.

La séance est levée.







*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

---

## WITNESSES—TÉMOINS

### *From PanCanadian Petroleum Limited:*

Mr. Bartlett B. Rombough, President and Chief Executive Officer;

Mr. W. C. Reinwart, Vice-President, Marketing;

Mr. R. J. Innes, Vice-President, Economy and Planning.

### *De «PanCanadian Petroleum Limited»:*

M. Bartlett B. Rombough, président et chef de la Direction;

M. W. C. Reinwart, vice-président, Marketing;

M. R. J. Innes, vice-président, Économie et planification.



First Session  
Thirty-Third Parliament, 1984-85-86

Première session de la  
trente-troisième législature, 1984-1985-1986

## SENATE OF CANADA

---

## SÉNAT DU CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

---

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

---

Monday, May 12, 1986

Le lundi 12 mai 1986

**Issue No. 28**

**Fascicule n° 28**

**Twenty-sixth Proceedings on:**

**Vingt-sixième fascicule concernant:**

The National Energy Program

Le Programme énergétique national

---

**WITNESSES:**  
(See back cover)

**TÉMOINS:**  
(Voir à l'endos)



THE STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*

The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (or Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (or Doody)

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

LE COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings

*Vice-président:* L'honorable R. James Balfour

Les honorables sénateurs:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (ou Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (ou Doody)

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)



**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Tuesday, December 18, 1984:

"The Honourable Senator Hastings moved, seconded  
by the Honourable Senator Petten:

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to review all aspects of  
the National Energy Program, including its effects on  
energy development in Canada;

That the papers and evidence received and taken on the  
subject and the work accomplished during the Second  
Session of the Thirty-Second Parliament be referred to  
the Committee;

That the Committee be authorized to meet during an  
adjournment of the Senate;

That the Committee have power to adjourn from place  
to place within Canada for the purposes of this review;  
and

That the Committee be empowered to engage the ser-  
vices of such counsel and technical, clerical and other per-  
sonnel as may be required for the above-mentioned pur-  
pose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mardi 18 décembre  
1984:

«L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par  
l'honorable sénateur Petten,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les  
aspects du Programme énergétique national, y compris ses  
répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet  
et les travaux accomplis au cours de la deuxième session  
du trente-deuxième Parlement soient déférés au comité;

Que le Comité soit habilité à siéger au cours d'un ajour-  
nement du Sénat;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour  
les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du per-  
sonnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir  
besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

MONDAY, MAY 12, 1986  
(56)

## [Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 9:30 a.m., this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Barootes, Hastings, Hays, Lefebvre, and Olson. (7)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

## Witnesses:

## From Shell Canada Limited:

Mr. D. J. Taylor, Executive Vice-President;  
Mr. J. A. Holmes, Manager, International Trading;  
Mr. C. W. Pegg, Advisor, Business Issues;  
Mr. J. A. Dickson, Manager, Supplies and Operations Planning.

## From the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:

Mr. John A. Niedermaier, President; President, Badger Drilling Ltd.; President, Petro Well Servicing;  
Mr. Ron W. Wayne, Chairman, Service Rig Division; President, Widney Well Servicing Ltd.;  
Mr. Gordon R. Rowan, Vice-President; President, Cactus Drilling;  
Mr. J. G. Williams, Past President; President, ADECO Drilling & Engineering Co. Ltd.;  
Mr. Don M. Herring, Managing Director.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

The witnesses from Shell Canada Limited made a statement and answered questions.

It was agreed—

That the following be filed as an exhibit with the Clerk of the Committee:

*Submission to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources Hearings on Petroleum Marketing in Canada by Shell Canada Limited, May 1986 (English only) (Exhibit ENR-O).*

At 11:13 a.m. the Committee adjourned for a brief period and at 11:18 a.m. the sitting was resumed.

The witnesses from the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors made a statement and answered questions.

## PROCÈS-VERBAL

LUNDI 12 MAI 1986  
(56)

## [Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 9 h 30 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings, (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Barootes, Hastings, Hays, Lefebvre et Olson. (7)

*Également présents:* Du bureau de recherche du Comité: M. Dean Clay (Science et technologie); M. Lawrence Harris (Questions économiques). *Du bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Aussi présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

## Témoins:

## De Shell Canada Limitée:

M. D. J. Taylor, vice-président exécutif;  
M. J. A. Holmes, directeur, Opérations internationales;  
M. C. W. Pegg, conseiller, Questions commerciales;  
M. J. A. Dickson, directeur, Planification de l'approvisionnement et des opérations.

## De la «Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors»:

M. John A. Niedermaier, président; président, «Badger Drilling Ltd.»; président, «Petro Well Servicing»;  
M. Ron W. Wayne, président, «Service Rig Division»; président, «Widney Well Servicing Ltd.»;  
M. Gordon R. Rowan, vice-président; président, «Cactus Drilling»;  
M. J. G. Williams, ancien président; président, «ADECO Drilling & Engineering Co. Ltd.»;  
M. Don M. Herring, directeur exécutif.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Les témoins de Shell Canada Limitée font une déclaration et répondent aux questions.

Il est décidé—

Que le document suivant soit versé au dossier du greffier du Comité:

*Submission to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources Hearings on Petroleum Marketing in Canada by Shell Canada Limited, mai 1986 (en anglais seulement) (document ENR-O).*

A 11 h 13, le Comité suspend ses travaux pour une brève période et reprend ses délibérations à 11 h 18.

Les témoins de la «Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors» font une déclaration et répondent aux questions.

It was agreed—

That the following be filed as exhibits with the Clerk of the Committee:

*Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors Appearance: Public Hearing—Senate Standing Committee on Energy and Natural Resources*, May 12, 1986, Ottawa, Ontario (English only) (*Exhibit ENR-P*);

*The CAODC and the Canadian Drilling and Servicing Rig Industry*, April 1986 (English only) (*Exhibit ENR-Q*);

*1985 Annual Report Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors* (English only) (*Exhibit ENR-R*).

At 12:46 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

#### AFTERNOON MEETING

(57)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources resumed its meeting at 2:30 p.m. this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Barootes, Hastings, Hays, Lefebvre and Olson. (7)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics). *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

*Witnesses:*

*From Suncor Inc.:*

Mr. T. H. Thomson, President and Chief Executive Officer;  
Mr. H. B. Maxwell, Vice-President, Government Affairs;

Dr. G. A. T. Allan, Director, Planning and Control, Oil Sands Group.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

The witnesses from Suncor Inc. made a statement and answered questions.

At 4:20 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

Il est décidé—

Que le document suivant soit versé au dossier du greffier du Comité:

*Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors Appearance: Public Hearing—Senate Standing Committee on Energy and Natural Resources*, 12 mai 1986, Ottawa (Ontario) (en anglais seulement) (*document ENR-P*);

*The CAODC and the Canadian Drilling and Servicing Rig Industry*, avril 1986 (en anglais seulement) (*document ENR-Q*);

*1985 Annual Report Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors* (en anglais seulement) (*document ENR-R*).

A 12 h 46, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

#### RÉUNION DE L'APRÈS-MIDI

(57)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 14 h 30 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Barootes, Hastings, Hays, Lefebvre et Olson. (7)

*Également présents:* Du bureau de recherche du Comité: M. Dean Clay (Science et technologie); M. Lawrence Harris (Questions économiques). *Du bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Aussi présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

*Témoins:*

*De Suncor Inc.:*

M. T. H. Thomson, président et directeur général;  
M. H. B. Maxwell, vice-président, affaires gouvernementales;  
M. G. A. T. Allan, directeur, planification et contrôle, groupe des sables bitumineux.

Conformément à son ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le Comité reprend l'étude de tous les aspects du programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Les témoins de Suncor Inc. font une déclaration et répondent aux questions.

A 16 h 30, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*



## EVIDENCE

Ottawa, Monday, May 12, 1986

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 9.30 a.m. to review all aspects of the National Energy Program including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, I should like to welcome the return of Senators Olson and Barootes to our deliberations and discussions. This morning we are continuing our review of the National Energy Program but with special reference to oil marketing in Canada.

We are honoured to have with us officials from Shell Canada Limited led by Mr. Taylor, the Executive Vice-President. Before I call on Mr. Taylor, I should like to ask Mr. Dickson what the posted price at Edmonton is.

**Mr. J. Dickson, Manager, Supplies and Operations Planning, Western Complex, Shell Canada Limited:** It is \$124.50 per cubic metre at Edmonton.

**The Chairman:** What is the price per barrel?

**Mr. Dickson:** It is about \$15 U.S. at Cushing, Oklahoma. That is West Texas Intermediate, 40° API. At Edmonton that will work out at \$124.50 per cubic metre.

**The Chairman:** Thank you very much.

**Senator Lefebvre:** Is that \$124.50 Canadian dollars?

**Mr. Dickson:** Yes, it is.

**The Chairman:** I will now call on Mr. Taylor to introduce the other members of the delegation and to make an opening statement on behalf of Shell.

**Mr. D. J. Taylor, Executive Vice-President, Shell Canada Limited:** Thank you, Mr. Chairman and honourable senators. Good morning. My name is Don Taylor and I am President of Shell Canada Products Limited, a subsidiary of Shell Canada Limited. With me today are John Holmes, Manager, International Trading; Jack Dickson, Manager, Supplies and Operations Planning; and Dan Pegg, Advisor, Business Issues.

Thank you very much for giving us the opportunity to discuss petroleum refining and marketing matters with you. While Shell has appeared before this committee on other occasions, those appearances have dealt mainly with the resources or upstream side of our business. I commend the committee for its interest in understanding all aspects of the oil and gas industry.

At the outset this morning I would like to put to rest a misunderstanding about Shell's gasoline pricing policy that resulted from the media reporting of Shell Canada's Annual General Meeting held in Toronto on April 23. You have asked others about these media statements and I assume, therefore, that you would want to hear from us directly on the matter.

## TÉMOIGNAGES

Le lundi 12 mai 1986

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 9 h 30 pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, je tiens à souhaiter la bienvenue aux sénateurs Olson et Barootes qui assisteront à nos délibérations et discussions. Ce matin, nous poursuivons notre examen du Programme énergétique national, plus particulièrement la commercialisation pétrolière au Canada.

Nous avons l'honneur de compter parmi nous des représentants de Shell Canada Limited, dont M. Taylor qui en est le vice-président exécutif. Avant de céder la parole à M. Taylor, j'aimerais demander à M. Dickson quel est le prix affiché à Edmonton.

**M. J. Dickson, directeur, Planification des approvisionnements et des opérations, région de l'Ouest, Shell Canada Limited:** Il est fixé à 124,50 \$ le cube à Edmonton.

**Le président:** A combien se vend le baril?

**M. Dickson:** A quelque 15 \$ américains à Cushing, dans l'Oklahoma, pour le West Texas, intermédiaire, vérifié 40° api. A Edmonton, cela donnerait 124,50 \$ le mètre cube.

**Le président:** Je vous remercie beaucoup.

**Le sénateur Lefebvre:** S'agit-il de 124,50 dollars canadiens?

**M. Dickson:** En effet.

**Le président:** Je demanderais maintenant à M. Taylor de nous présenter les autres membres de son groupe et de nous faire une déclaration au nom de Shell.

**M. D. J. Taylor, vice-président exécutif, Shell Canada Limited:** Je vous remercie, monsieur le président et honorables sénateurs. Bonjour. Je me nomme Don Taylor et je suis le président de Shell Canada Products Limited, une filiale de Shell Canada Limited. M'accompagnent aujourd'hui John Holmes, directeur, Opérations internationales, Jack Dickson, directeur, Planification des approvisionnements et des opérations, et Dan Pegg, conseiller, Questions commerciales.

Je vous remercie beaucoup de nous donner l'occasion de discuter avec vous du raffinage et de la commercialisation du pétrole. Même si Shell a comparu devant le Comité à d'autres occasions, c'était principalement pour discuter des ressources ou de l'aspect d'amont de l'industrie. Je trouve louable l'intérêt que le Comité porte à tous les aspects de l'industrie gazière et pétrolière.

Pour commencer, j'aimerais ce matin, régler un malentendu concernant la politique de Shell en matière de l'établissement des prix de l'essence qui découle des comptes rendus que les médias ont diffusés au sujet de l'Assemblée générale annuelle de Shell Canada qui a eu lieu à Toronto, le 23 avril dernier. Comme vous vous êtes informés auprès d'autres à cet effet, j'ai supposé que vous voudriez connaître notre avis directement.

## [Text]

The essence of the media interpretation was that Shell was pocketing 2.0 to 3.0 cents per litre of the crude price decline. This number was derived from responses to specific questions raised at the press conference following the general meeting—questions about the drop in crude and retail gasoline prices. On April 23, current crude oil prices were indicated to be 11 to 12 cents per litre below early January levels and pump prices were stated to be down 8 to 9 cents per litre on average across Canada. What was ignored by the media in deriving the 2 to 3 cents per litre figure from these numbers was the information, also given at the press conference, that it takes some 90 days before current crude prices are reflected in Shell's supply costs. In other words, the current crude cost on which the 11 to 12 cents per litre was based would not be reflected in Shell's supply cost until 90 days later.

As set out in our prefiled submission, the crude cost applicable to the time frame of the annual meeting had only decreased some 4.0 cents per litre. Because retail pump prices had dropped 8 to 9 cents per litre on average and some 12 cents in Toronto, Shell was under-recovering on average some 4 to 5 cents per litre as opposed to the media's claim that we were pocketing 2 to 3 cents per litre.

In retrospect, the media, in doing their arithmetic as they did, may well have been trying to quantify the implications of a statement made to the annual meeting by Jack MacLeod, Shell Canada's President and CEO. He said, and I quote:

We understand the expectation that our customers express in wishing to see the benefit of low crude oil prices passed on to them in the form of lower prices for our products. Some of that expectation has been fulfilled.

My message is that it has been, it is, and it continues to be our purpose to share the benefit of lower oil prices fairly with our customers. But the key words are "share" and "fairly" because it is essential that we retain some of this benefit internally to strengthen our capacity to provide our customers with the improved service that they deserve and we are committed to supply.

It is also essential that we retain some of the benefit in order to improve our unsatisfactory return on capital employed in the business . . .

What Mr. MacLeod of course was referring to was the depressed level of profitability being experienced in our oil products business and the need, therefore, to improve margins in order to restore its returns to an acceptable level. Although the market determines the ultimate timing and level of prices, Mr. MacLeod was indicating that consumers should not expect product prices to match cent for cent the decline in crude oil prices if margins are to improve. He did not suggest this had been achieved or that it was Shell's position to retain 2.0 to 3.0 cents per litre.

Mr. Chairman, it is unfortunate that the media misunderstood our remarks, because they have suggested that Shell cus-

## [Traduction]

Essentiellement, les médias ont déduit que Shell empochait 2 ou 3 cents sur chaque litre de pétrole brut. Ces conclusions ont été tirées de réponses données à des questions précises posées lors de la conférence de presse qui a suivi l'assemblée générale sur la chute des prix du pétrole brut et du prix de l'essence au détail. Le 23 avril, le prix du litre de pétrole brut était de 11 ou 12 cents inférieur à celui de janvier et le prix du litre à la pompe avait baissé de 8 ou 9 cents en moyenne d'un bout à l'autre du Canada. Mais, en concluant à un profit de 2 ou 3 cents le litre à partir de ces chiffres, lesquels ont été communiqués lors de la conférence de presse, les médias ont négligé de tenir compte du fait que 90 jours environ doivent s'écouler avant que les coûts d'approvisionnement de Shell ne tiennent compte du prix du pétrole brut. Autrement dit, le coût actuel du pétrole brut sur lequel la baisse de 11 ou 12 cents le litre était fondée n'aurait été reflété dans les coûts d'approvisionnement de Shell que 90 jours plus tard.

Comme nous l'avons exposé dans notre mémoire, le coût du pétrole brut à l'époque de l'assemblée annuelle n'a baissé que de quelque 4 cents le litre. Étant donné que le prix au détail à la pompe a chuté de 8 ou de 9 cents de litre en moyenne et de quelque 12 cents à Toronto, Shell perdait en moyenne 4 ou 5 cents le litre, contrairement à ce qu'ont prétendu les médias en déclarant qu'elle empochait 2 ou 3 cents le litre.

En rétrospective, dans leur calcul, les médias ont peut-être essayé de quantifier les répercussions d'une déclaration qu'a faite à l'assemblée générale Jack MacLeod, le président directeur général de Shell Canada. Je vous cite ici l'extrait pertinent:

Nous comprenons que nos clients espèrent profiter de la baisse des prix du pétrole brut en achetant nos produits à meilleur marché. Cet espoir a en partie été réalisé.

Je veux souligner que nous avons toujours cherché à partager les gains découlant d'une baisse des prix du pétrole d'une façon équitable avec nos clients. Mais les mots clés ici sont «partagés» et «équitables» parce qu'il est essentiel que nous conservions une partie de ces gains pour accroître notre capacité de fournir à nos clients le service amélioré qu'ils méritent et que nous nous sommes engagés à fournir.

Il est aussi essentiel que nous gardions une partie des gains pour améliorer le rendement insatisfaisant du capital qui finance l'entreprise . . .

Bien entendu, M. MacLeod faisait allusion au faible niveau de profitabilité de notre commerce de produits pétroliers et, par conséquent, à la nécessité d'améliorer les marges bénéficiaires dans le but d'augmenter le rendement à un niveau acceptable. Bien que ce soit le marché qui détermine, en fin de compte, le niveau et l'opportunité des prix, M. MacLeod signalait que les consommateurs ne doivent pas s'attendre que les prix des produits correspondent à 100 p. 100 à la baisse des prix du pétrole brut si l'on veut améliorer les marges bénéficiaires. Il n'a pas laissé entendre que Shell l'avait fait ni qu'elle entendait empêcher deux ou trois cents le litre.

Monsieur le président, il est malheureux que les médias aient mal interprété nos observations parce qu'ils ont laissé



## [Text]

tomers were not getting a good deal when in fact they may have been the only real winners since the dramatic fall in crude oil prices began. I am also hopeful that the material contained in Shell's prefiled submission will serve to supplement the foregoing explanation and place the above extract from Mr. MacLeod's speech in the context of the environment in which it was made.

In the statement that senators have before them we have attempted to provide an overview of the difficult environment in which the oil products industry has had to operate in recent years. As outlined, the industry over a relatively short time span has been faced with significant declines in demand; the need to rationalize and downsize capacity with the lower demand for products; depressed levels of profitability; and, most recently, decontrol of domestic crude and oil product markets.

Under decontrol, the operating environment is proving to be just as challenging as that of recent years, because the competitive sphere of Canadian refiners is even more widespread than it was previously. Furthermore, the current situation, with the dramatic fall of crude oil prices since mid-January of this year, has resulted in product prices falling faster than the corresponding supply costs. This results from the fact that it takes some 90 days, on average, for the higher cost inventories to flow through the supply system. As a consequence, margins that were already depressed have eroded further and in recent weeks have even been eliminated.

In 1985, Shell's oil products profit per unit of sales was less than one-half a cent per litre and its return on average capital employed was below 3 per cent. Needless to say, our business is competitive, as evidenced by this low return and the current situation, where market forces have reduced retail gasoline prices below applicable raw material and operating costs.

Over the years the Canadian industry and Shell have developed an efficient, highly technical and dependable supply system which has served Canada's market well and has provided customers, industry and commerce with quality products and service. This achievement has not been accomplished without a sustained commitment of many skilled people and significant investment. Large amounts of capital have been and continue to be required to fund pipelines, technically advanced refineries, distribution facilities and retail service stations.

Shell Canada remains committed to the Canadian market and supports a competitive market system. We are confident that the industry can and will respond to the changing environment just as it has in the past. In this environment, however, governments must continue to show confidence in the competitive process and allow market forces to dictate the timing of operational decisions in such areas as crude pricing, product pricing and supply.

Mr. Chairman, that concludes my opening statement.

## [Traduction]

entendre que les clients de Shell étaient défavorisés alors que, en réalité, ce sont peut-être les seuls qui aient tiré profit de la chute spectaculaire des prix du pétrole brut. J'espère aussi que les renseignements exposés dans le mémoire que la Shell vous a soumis viendront compléter l'explication que je viens de vous donner et remettront l'extrait du discours de M. MacLeod dans une juste perspective.

Dans la déclaration qu'ont devant eux les sénateurs, nous avons essayé de décrire globalement le contexte difficile dans lequel l'industrie des produits pétroliers se trouve forcée de fonctionner depuis quelques années. Comme nous l'avons mentionné, au cours d'une période de temps relativement courte, l'industrie a dû faire face à une baisse considérable de la demande, à la nécessité de rationaliser et de réduire sa capacité d'une façon qui corresponde à la baisse de la demande, à la baisse de la rentabilité et, plus récemment, à la libéralisation des marchés nationaux des produits pétroliers et du pétrole brut.

Par suite de cette libéralisation, le cadre d'exploitation pose le même défi que ces dernières années parce que le champ d'activité des raffineries canadiennes s'est élargi. En outre, la chute spectaculaire des prix du pétrole brut qui se poursuit depuis la mi-janvier a provoqué une chute des prix des produits beaucoup plus rapide que celle des coûts d'approvisionnement correspondants. Cela est dû au fait qu'il faut quelque 90 jours en moyenne avant que les stocks achetés aux prix plus élevés ne soient vendus. Par conséquent, les marges bénéficiaires, qui étaient déjà réduites, ont diminué davantage pour disparaître tout à fait ces dernières semaines.

En 1985, le profit des produits pétroliers de Shell, par unité de produits vendus, s'élevait à moins de un demi cent le litre et le rendement du capital moyen utilisé était inférieur à trois cents. Il est inutile de dire que, notre entreprise étant concurrentielle comme l'indique ce faible rendement et la situation actuelle, les forces du marché ont fait baisser les prix de l'essence au détail à un niveau inférieur aux coûts d'exploitation et des matières premières.

Au fil des ans, l'industrie canadienne et Shell ont mis sur pied un système d'approvisionnement efficace, hautement technique et fiable qui a bien servi le marché canadien et a fourni aux clients, à l'industrie et au secteur du commerce des produits et des services de qualité. Cela n'aurait pas été possible sans l'engagement soutenu de nombreux participants qualifiés et des investissements importants. Des capitaux considérables ont été et continuent d'être nécessaires pour financer des pipelines, des raffineries techniquement perfectionnées, des installations de distribution et des stations-service de détail.

Shell Canada demeure engagé, à servir le marché canadien et appuie le système concurrentiel. Nous croyons que l'industrie réagira à la situation en constante évolution comme elle l'a fait par le passé. Dans ce contexte, toutefois, les gouvernements doivent continuer de manifester leur foi en la concurrence et permettre aux forces du marché de dicter l'opportunité des décisions relatives à l'exploitation et concernant l'établissement des prix du pétrole brut et des produits pétroliers ainsi que l'approvisionnement.

Monsieur le président, voilà qui conclut ma déclaration.



[Text]

**The Chairman:** Thank you, Mr. Taylor, for your statement, your submission and the other information you have supplied to the committee. Before I call upon Senator Olson, I should like to ask whether Shell is the third largest refiner after Petro-Canada and Esso.

**Mr. Taylor:** That is correct.

**The Chairman:** What percentage of the retail market do you consider Shell to serve?

**Mr. Taylor:** We estimate that our share of the retail market is in the order of about 17 per cent.

**Senator Olson:** Mr. Taylor, I would like to follow up on the first part of your opening statement respecting the price and your claim, which I do not dispute, that there was some misinterpretation in the media of what came out of your meetings. I am curious about your claim that there is a 90-day throughput requirement; in other words, that it takes 90 days before inventory gets through the system. I suppose that that period begins on the date on which you purchase crude and ends when it is finally sold in the retail outlet, wherever that may be.

I believe that a good company should make a profit. I have no objection to that at all. I suppose that I was in business long enough to realize that, like other businesses, you take what the traffic will stand, as a rule. That is a sort of harsh way to say it, but that is usually what happens. Therefore, competition is what keeps your company and all of the others in line. How can you get away with saying that you need 90 days to get your inventory through and that it is on the basis of that that you charge a particular price? If the guy across the street cuts his price somewhat, can you also cut your price?

**Mr. Taylor:** First, from our position, we are going to be competitive in the market. If someone is prepared to reduce his price in advance of the time it takes us to move our lower cost inventory through to the market, then we will have to respond accordingly or else we will find that our ability to operate in the market will be eroded. It does take, on average, 90 days from the point in time when we acquire the crude in western Canada to move it by pipeline through the system, to refine it and then to move it through our distribution system to the ultimate customer. I think that the industry in general has indicated that inventories are such that an approximate 90-day flow-through is required.

**Senator Olson:** Let me put another situation to you. A distributor may buy refined gasoline offshore and, although I am not sure how long it would take, probably within a week have it in his retail station. Why is that not a competitive factor that you people have to take into account? You could then do away with this 90-day business.

The point I am trying to get at, Mr. Taylor, is fairly clear. It seems to me that you have a responsibility to take your inventory and follow the value of it both up and down.

**Mr. Taylor:** I should first like to comment on the example which you give concerning a gasoline retailer who may buy gasoline from a particular refinery and move it to market in a shorter time frame than a company that has to acquire crude,

[Traduction]

**Le président:** Je vous remercie, monsieur Taylor, de votre exposé, de votre mémoire et de tous les renseignements que vous avez fournis au Comité. Avant de céder la parole au sénateur Olson, j'aimerais savoir si Shell est la troisième raffinerie en importance après Petro-Canada et Esso.

**M. Taylor:** C'est exact.

**Le président:** À votre avis, quel est le pourcentage du marché de détail que dessert Shell?

**M. Taylor:** Nous estimons notre part du marché de détail à quelque 17 p. 100.

**Le sénateur Olson:** Monsieur Taylor, j'aimerais revenir à la première partie de votre déclaration qui portait sur les prix et où vous prétendiez—et je ne le conteste pas—que les médias ont mal interprété les informations communiquées durant vos réunions. J'aimerais mieux comprendre la raison pour laquelle il faut 90 jours avant que les stocks soient injectés dans le système. Je suppose que cette période débute au moment de l'achat du pétrole brut et prend fin lorsqu'il est vendu au détail par une station-service.

J'estime qu'une bonne entreprise doit faire un profit. Je ne m'y oppose pas du tout. J'ai travaillé dans le monde des affaires assez longtemps pour me rendre compte que, comme dans d'autres entreprises, il faut, en règle générale, prendre tout ce que le marché vous offre. C'est peut-être un peu brusque, mais c'est généralement ce qui se produit. Par conséquent, c'est la concurrence qui vous discipline, vous et toutes les autres entreprises. Comment pouvez-vous prétendre qu'il vous faut 90 jours pour écouler vos stocks et que c'est pour cette raison que vous imposez un prix donné? Si la station-service voisine réduit ses prix, pourquoi ne pouvez-vous le faire?

**M. Taylor:** Tout d'abord, nous cherchons à être concurrentiels sur le marché. Si quelqu'un est disposé à réduire son prix avant que nous ayons eu le temps d'écouler sur le marché, nos stocks les moins chers il nous faudra réagir en conséquence, sinon notre capacité de fonctionner sur le marché sera réduite. Il faut, en moyenne, 90 jours à partir du moment où nous achetons le pétrole brut dans l'ouest du Canada pour le transporter par pipeline, le raffiner et le distribuer au détaillant, pour qu'il soit vendu. Je crois que l'ensemble de l'industrie a convenu que le mouvement des stocks nécessitait quelque 90 jours.

**Le sénateur Olson:** Laissez-moi vous poser une autre question. Un distributeur pourrait acheter de l'essence raffinée au large des côtes et, en moins d'une semaine, la vendre dans sa station-service, bien que je ne sache pas exactement combien de temps il lui faudrait. Pourquoi ne prenez-vous pas en considération le facteur de la concurrence? Vous pourriez supprimer la période de 90 jours.

En fait, monsieur Taylor, c'est très clair. Il me semble que vous devez vendre vos stocks en fonction des hausses et des baisses de prix.

**M. Taylor:** J'aimerais tout d'abord faire une observation au sujet de l'exemple du détaillant qui achèterait son essence d'une raffinerie donnée et la mettrait sur le marché en moins de temps que ne le ferait une entreprise qui a dû acheter du

[Text]

move it through its system and refine it. I think that has been the case in certain parts of Canada. Take a situation that we found in southern Ontario, for example. I commented that, on average, the price in southern Ontario was down some 12 cents as compared to an average of eight or nine cents across Canada. One of the reasons for that was that certain people in that market were able to acquire offshore product, primarily from the U.S., at a lower price, introduce it to the marketplace, and the industry had no option but to respond to that market situation. We did respond to it and, as a result, we were put in a position which we understand is part of the market system of having to sell product in the market at a price which is below our cost.

**Senator Olson:** In other words, you had to meet the competition?

**Mr. Taylor:** That is right, and we always meet the competition. But speaking about the 90 days, the 90-day period is not something that has been developed on a piece of paper. The 90-day period arises from the logistics that we face in Canada. As you are aware, being from Alberta, the basic source of domestic crude is western Canada. Many of our markets are in eastern Canada. It takes time to move those crudes to eastern Canada. It takes time to put them through a refinery. It takes time to move them through the distribution system and put them in the customers' hands. There is no way in which that 90 days can be changed. That is the physical constraint that we face and we have to live with it. Perhaps you will recall that during the period of regulation it was decided that there would be a 60-day delay on crude price changes, either up or down. Of course, in the regulated period, the prices only went up, they never came down. So we have to take our swings on inventories, whether it be a gain or a loss. Right now we are facing losses.

**Senator Barootes:** That is what accounts for your Exhibit 5: the importation of offshore refined products—the April 14 column?

**Mr. Taylor:** You are now referring to the chart that refers to who gets what on the price of gasoline in the Toronto market, Exhibit 5?

**Senator Barootes:** Yes. In Exhibit 5 you indicate that you are losing money.

**Mr. Taylor:** That's right, because the price in the Toronto market was below our cost; and, as I indicated to you, that market had a certain amount of imported product coming into it, which people had acquired and were prepared to bring to the market at a lower price; and we had to respond to that situation.

**Senator Barootes:** Your refiner and marketer share just totally disappeared in that period.

**Mr. Taylor:** That's right.

**Senator Barootes:** That was because in Ontario some gasoline was coming up from Buffalo, say, or some area like that.

**Mr. Taylor:** That's right.

[Traduction]

pétrole brut, le transporter et le raffiner. Je crois que c'est ce qui s'est produit dans certaines régions du Canada. Prenez par exemple dans le sud de l'Ontario. Je vous ai dit que, en moyenne, le prix dans le sud de l'Ontario avait baissé d'une douzaine de cents par rapport à la moyenne nationale de 8 ou de 9 cents. Cela est en partie dû au fait que certaines entreprises de la région ont pu acheter des produits au large des côtes, à commencer par les États-Unis, et les mettre sur le marché à un prix inférieur, et que l'industrie ne peut que réagir à cette situation du marché. Nous y avons réagi et, par conséquent, nous nous sommes vu forcés, conformément au système du marché, de vendre notre produit à un prix inférieur à notre coût.

**Le sénateur Olson:** Autrement dit, vous avez fait face à la concurrence?

**M. Taylor:** C'est exact, et nous nous montrons toujours concurrentiels. Toutefois, la période de 90 jours n'a pas été élaborée dans l'abstrait. Elle a été déterminée par la logistique qui nous est imposée au Canada. Comme vous le savez, puisque vous venez de l'Alberta, la principale source du pétrole nationale vient de l'ouest du Canada. Bon nombre de nos marchés se trouvent dans l'est du Canada et il faut du temps pour transporter le pétrole brut. Il faut du temps pour le raffiner. Il faut du temps pour le distribuer et l'offrir aux clients. Il est impossible de raccourcir cette période de 90 jours. C'est une contrainte physique que nous devons assumer. Vous vous rappellerez peut-être que, durant la période de réglementation, il avait été décidé de retarder de 60 jours l'augmentation du prix du pétrole brut, en le laissant fluctuer entre temps. Bien entendu, durant cette période, les prix n'ont fait qu'augmenter et n'ont jamais diminué. Nous devons donc absorber la fluctuation des stocks, qui ce soit un gain ou une perte. Pour l'instant, nous subissons des pertes.

**Le sénateur Barootes:** C'est ce sur quoi porte votre document n° 5: l'importation de produits raffinés au large des côtes, la colonne du 14 avril?

**M. Taylor:** Vous parlez du tableau qui décrit qui obtient quoi, sur le prix de l'essence vendue sur le marché de Toronto, document n° 5?

**Le sénateur Barootes:** Oui. Dans ce document, vous dites perdre de l'argent.

**M. Taylor:** C'est exact, parce que le prix du marché de Toronto était inférieur à notre coût; comme je vous l'ai déjà mentionné, ce marché absorbe une certaine quantité de produits importés, que certains ont acquis et étaient disposés à vendre à un prix inférieur; nous avons dû réagir à cette situation.

**Le sénateur Barootes:** Votre raffinerie et votre part du marché ont tout à fait disparus durant cette période.

**M. Taylor:** C'est juste.

**Le sénateur Barootes:** Et c'est parce qu'une certaine quantité d'essence, venant de Buffalo disons, a été mise sur le marché ontarien.

**M. Taylor:** C'est exact.



**[Text]**

**Senator Barootes:** Would that apply also in western Canada? Would there be any such importation of refined product in the west, in Saskatchewan or Alberta?

**Mr. Dickson:** No. There is no importation into Saskatchewan or Alberta. There are some imports of products on the west coast, in Vancouver.

**Senator Barootes:** Could you, then, explain why the price of refined gasoline in the southern Saskatchewan market has dropped 14 cents in the same period?

**Mr. C. W. Pegg, Advisor, Business Issues, Shell Canada Limited:** My understanding, certainly, was that that was the influence of the U.S. markets as well, whether the product physically came in or there was a threat of it coming in to effect that.

**Senator Barootes:** I ask that, because there was an enormously greater drop in Saskatchewan retail prices in the south—and I think it also occurred in southern Alberta to an extent; but there was no physical transfer of refined product from, say, North Dakota or Montana into that market.

**Mr. Pegg:** Not that I am aware of. You are right; the drop in prices in Saskatchewan, and in Regina in particular, has been similar to the drop in prices in Toronto.

**Mr. Taylor:** I might add that my understanding of that southern Saskatchewan market, and particularly the Regina market to which I believe you are referring, was that, because there was a competitive situation, where several companies decided to lower their prices to attract volume, that triggered the whole impact of it. Now, that is based on what I have been told. It is not based on firsthand knowledge of that market.

**Senator Barootes:** The interesting thing is that there is no refining going on in that area.

**Mr. Taylor:** You have the Co-op Refinery.

**Senator Barootes:** Which cannot account for all of the volume.

**Mr. Taylor:** No.

**Senator Olson:** This has been a very illuminating discussion. It is really competition that sets the price. It is not, in fact, the cost of inputs of crude on a day-to-day basis; it is competitive factors. Would you agree with that?

**Mr. Taylor:** Very much so. The market determines the price.

**Senator Olson:** Yes, the market determines the price, but from looking at your Exhibit 5 we see a very consistent three cents per litre dealer margin all through. Who agreed that that is what they were going to have? Do they have an association of their own that agreed on that, saying, "We are going to take three cents," or "Whatever is the charge for these products, we are going to add three cents, and that will be our retail price."?

**Mr. Taylor:** I think the dealer margin is traditionally established in the marketplace. In other words, they pay a certain price for their product and, on average, they have been running somewhere around three cents to four cents per litre as their

**[Traduction]**

**Le sénateur Barootes:** Cela s'applique-t-il également à l'ouest du Canada? La Saskatchewan ou l'Alberta importent-elles des produits raffinés?

**M. Dickson:** Non. La Saskatchewan et l'Alberta n'importent aucun produit. Certaines importations sont destinées à la côte ouest, à Vancouver.

**Le sénateur Barootes:** Pouvez-vous nous expliquer alors la raison pour laquelle le prix de l'essence raffinée a baissé de 14 cents durant la même période sur le marché du sud de la Saskatchewan?

**M. C. W. Pegg, conseiller, Questions commerciales, Shell Canada Limited:** D'après ce que j'ai compris, c'était dû aussi à l'influence des marchés américains, au fait que les produits venaient effectivement, ou risquaient de venir, des États-Unis.

**Le sénateur Barootes:** Car les prix au détail ont considérablement chuté dans le sud de la Saskatchewan et, je crois, dans le sud de l'Alberta aussi; mais il n'y a eu aucune importation proprement dite de produits raffinés du Dakota du nord ou du Montana, par exemple, vers ce marché.

**M. Pegg:** Pas que je sache. Vous avez raison, la chute des prix en Saskatchewan, à Regina en particulier est semblable à celle de Toronto.

**M. Taylor:** Peut-être puis-je ajouter que, selon ce que je sais du marché du sud de la Saskatchewan, en particulier du marché de Regina auquel, je crois, vous faites allusion, cette situation s'explique par la guerre des prix à laquelle se livrent les différentes sociétés pour s'approprier un plus grand volume de ventes. Cette impression est toutefois fondée sur ce qui m'a été dit et non sur ma connaissance personnelle de ce marché.

**Le sénateur Barootes:** Il est intéressant de noter qu'il n'y a aucune activité de raffinage dans ce secteur.

**M. Taylor:** Il y a la raffinerie coopérative.

**Le sénateur Barootes:** Elle ne peut cependant pas absorber tout le volume.

**M. Taylor:** Non.

**Le sénateur Olson:** Cette discussion a permis d'éclaircir bien des points. C'est donc vraiment la concurrence qui influe sur les prix et non le coût de l'approvisionnement quotidien en pétrole brut. Êtes-vous d'accord avec cela?

**M. Taylor:** Tout à fait. C'est le marché qui détermine les prix.

**Le sénateur Olson:** C'est le marché qui détermine les prix, mais si on jette un coup d'œil sur la documentation que vous avez apportée, on constate que la marge bénéficiaire du détaillant est invariablement de trois cents le litre. Qui décide de cette marge bénéficiaire? Les détaillants ont-ils une association qui fixe cette marge bénéficiaire à trois cents ou qui décide que, quel que soit le coût des produits, les détaillants vont garder trois cents sur le prix de détail?

**M. Taylor:** Je pense que la marge bénéficiaire du détaillant est habituellement fixée en fonction du marché. En d'autres termes, les détaillants payent un certain prix pour leurs produits, et ils se réservent en moyenne trois à quatre cents le litre



## [Text]

margin—which, by the way, has to cover their costs of operating their service station, their inventory costs and also the salaries to the people who work in that station; also it has to provide some return for that dealer. In some cases the companies have consigned inventories in the stations.

**Senator Olson:** Then what happens?

**Mr. Taylor:** Then we establish what the margin is going to be.

**Senator Olson:** You establish what the dealer margin is going to be?

**Mr. Taylor:** No. On those stations where we have consigned inventories, and we are establishing the price at that particular station, if a dealer is buying product and is not on consignment, he can decide what his margin will be. In certain cities you will find dealers who have chosen to sell their products at a much higher price and who have a very large margin. That is their decision. They decide that. But if the product is consigned to them, and we take the responsibility for the inventories, then we establish the price at that station and they are paid a commission for selling that gasoline; and in general that commission has averaged somewhere around three cents to four cents.

**Senator Olson:** So you decide, then?

**Mr. Taylor:** Where it is a consigned inventory.

**Senator Olson:** I understand that there is a larger and larger number of retail dealers who are coming under these kinds of conditions. I believe you have another term for it. Is it "managed accounts", or a name like that?

**Mr. Taylor:** I am not familiar with the term "managed accounts".

**Senator Olson:** Well, you have managed the whole thing—

**Mr. Taylor:** Where we operate a station; where there is consignment. Our objective is to move away from consignments.

**Senator Olson:** Pardon me?

**Mr. Taylor:** Our objective is to move away from consigned inventories, and to re-establish our stations on the basis that the lessee or the dealer sets the price and determines his own margin.

**Senator Olson:** That is interesting. Is that a policy of Shell?

**Mr. Taylor:** That is the direction in which we are moving. There will always be certain stations that we will continue to operate; but a lot of what we call lessee stations have been on consignment, particularly during the last several years with the dramatic price wars that we have been faced with. To assist the dealer in those types of environment we have put him on consignment, where he can be assured of so much per litre on his operation. We would like to move away from that situation,

## [Traduction]

comme marge bénéficiaire—ce qui, incidemment, leur permet d'absorber les frais d'exploitation de leur poste d'essence, le coût de leurs stocks et les salaires des employés qui travaillent pour eux, tout en leur assurant un certain profit. Dans certains cas, les sociétés pétrolières gardent des stocks en dépôt dans les postes d'essence.

**Le sénateur Olson:** Qu'est-ce qui se produit alors?

**M. Taylor:** C'est nous qui fixons la marge bénéficiaire.

**Le sénateur Olson:** Vous fixez la marge bénéficiaire du marchand?

**M. Taylor:** Non. Seulement dans les postes d'essence où nous gardons des stocks en dépôt et où nous établissons les prix nous-mêmes. Si un détaillant, qui n'a aucun stock en dépôt, achète des produits, il peut décider lui-même de sa marge bénéficiaire. Dans certaines villes, vous allez trouver des détaillants qui ont choisi de vendre leurs produits à un prix beaucoup plus élevé et qui jouissent, de ce fait, d'une importante marge bénéficiaire. C'est là leur décision. Toutefois, si des produits sont mis en dépôt chez-eux et si nous assumons la responsabilité des stocks, c'est à nous qu'il revient de décider des prix qui seront en vigueur à leur poste d'essence. Nous leurs versons une commission—qui se situe en moyenne autour de trois ou quatre cents le litre—sur l'essence vendue.

**Le sénateur Olson:** C'est donc vous qui décidez?

**M. Taylor:** Seulement lorsque nous avons des stocks en dépôt.

**Le sénateur Olson:** Je crois savoir qu'il y a un nombre de plus en plus grand de détaillants qui sont assujettis à ce genre de modalités. Je crois que vous avez une autre expression pour désigner ces ententes particulières. S'agit-il de «comptes gérés» ou de quelque appellation semblable?

**M. Taylor:** Je ne connais pas l'expression «comptes gérés».

**Le sénateur Olson:** En tout cas, ça signifie que vous gérez tout le processus...

**M. Taylor:** Seulement lorsque nous exploitons un poste où nous gardons des stocks en dépôt. De toute façon, nous avons l'intention de mettre un terme à cette politique.

**Le sénateur Olson:** Pardon?

**M. Taylor:** Nous avons l'intention de cesser de mettre des stocks en dépôt afin de permettre à nouveau aux locataires de nos postes d'essence de fixer leurs prix et leur marge bénéficiaire.

**Le sénateur Olson:** C'est intéressant. Est-ce une politique de Shell?

**M. Taylor:** C'est l'orientation que nous voulons prendre. Nous continuerons bien sûr à exploiter certains postes d'essence, mais bon nombre des postes dits «à bail» ont jusqu'ici gardé des stocks en dépôt, en particulier pendant l'éprouvante guerre des prix auxquels se sont livrées les sociétés pétrolières ces dernières années. Pour aider ces marchands, nous avons placé des stocks en dépôt chez eux, afin de leur garantir une marge bénéficiaire minimale. Nous voulons

[Text]

and move back to an environment where the dealer or the lessee sets his own price and determines his own margin.

**Senator Olson:** Are you aware that retailers have an association or any way of trying to determine, and agree on among themselves, what their margin should be?

**Mr. Taylor:** I am not aware of dealers forming an association for that purpose. I know that in some provinces associations have been formed which involve dealers or lessees from various companies, but I am not aware that they were formed for the purpose of determining what their margin should be.

**Senator Olson:** It seems a little strange that their margin remains, according to your charts, exactly the same—December, March and April—and there is not some way of arriving at what it is going to be. It seems to me to be a little strange that thousands of dealers would be able to arrive at the same mark-up. Also I think that every once in a while some of them want to do a little extra promotion to gain a little higher market share. Then their margin would change. Would you not think that would be a natural expectation in the course of business?

**Mr. Taylor:** I think we should be very clear that on this chart we are trying to indicate to you on average what the situation is. As I indicated to you earlier, there are a number of dealers who operate at different margins. I know of dealers who operate at a margin of 10 cents or 12 cents, and I know of dealers who will take a lower margin for the very purpose that you have indicated, namely, to try to improve their market position. So I do not think that you should take this chart as indicating that all dealers or all lessees operate at a three-cent margin. That happens to be the average during this time period.

**Senator Olson:** I accept that.

**Mr. Pegg:** In the example you are looking at there is a full-price service station in Toronto which for all these outlets and for this period would have been on consignment. This does not illustrate a situation where they were setting their own price. During this time frame these stations were on Shell's consignment plan, which would give them three cents. Had they been setting their own prices, there would be a range of margins.

**Senator Olson:** I note, for example, in Calgary that there is no difference at all in the pump price anymore. In the east end of Calgary the pump prices at the various stations were always a few cents less than in any other part of Calgary. Now the prices there are exactly the same, right to the tenth of a cent per litre. How did we get to this situation? Do you have any explanation for it?

**Mr. Pegg:** As I understand the Calgary market, there are two prices. The full-serve, non-major brand outlet sells at the self-serve price. I believe that this has become the practice.

**Senator Olson:** There is not one-tenth of a cent per litre difference anywhere in the city anymore. It leads me to believe

[Traduction]

cependant remédier à cette situation et revenir à un contexte où le marchand ou le locateur pourrait fixer lui-même ses prix et sa marge bénéficiaire.

**Le sénateur Olson:** Savez-vous si les détaillants ont une association ou se concertent de quelque façon pour fixer leur marge bénéficiaire?

**M. Taylor:** Il n'existe, à ma connaissance, aucune association de ce genre. Je ne sais qu'il y a, dans certaines provinces, des associations composées de marchands ou de locataires de diverses sociétés pétrolières, mais j'ignore si ces associations ont été constituées dans le but de fixer la marge bénéficiaire de leurs membres.

**Le sénateur Olson:** Il me semble un peu étrange que, selon vos tableaux, leur marge bénéficiaire demeure exactement la même—pour décembre, mars et avril—et qu'il n'y ait aucune consultation à ce sujet. Il est pour le moins surprenant que des milliers de marchands puissent avoir la même marge bénéficiaire brute. Ne serait-il pas normal que, de temps en temps, quelques-uns d'entre eux soient prêts à sacrifier leur marge bénéficiaire pour se faire un peu plus de publicité afin de s'approprier une plus grande part du marché? Ne croyez-vous pas que cette attitude serait naturelle dans le cours normal des affaires?

**M. Taylor:** Je pense qu'il doit être bien clair que ce tableau ne fait qu'exposer la situation générale. Comme je vous l'ai indiqué plus tôt, un certain nombre de marchands ont des marges bénéficiaires différentes. Je connais des marchands dont la marge bénéficiaire est de 10 ou 12 cents, tandis que d'autres préfèrent réduire leur marge bénéficiaire pour, comme vous l'avez dit, améliorer leur position sur le marché. Il ne faudrait donc pas sauter aux conclusions et croire que tous les marchands ou locataires ont une marge bénéficiaire de trois cents. Cette marge n'est qu'une moyenne pour la période visée.

**Le sénateur Olson:** Je comprends.

**M. Pegg:** Dans l'exemple en cause, il y a des postes d'essence avec service de Toronto qui, pendant toute la période visée, ont gardé des stocks en dépôt. Ces postes d'essence ne fixaient pas eux-mêmes leurs prix. Pendant la période visée, ils ont reçu de Shell trois cents le litre. S'ils avaient pu fixer eux-mêmes leur prix, leur marge bénéficiaire aurait été différente.

**Le sénateur Olson:** Je remarque qu'à Calgary, par exemple, il n'y a plus aucune différence dans le prix à la pompe. Dans le secteur est de Calgary, les prix à la pompe affichés dans les différents postes d'essence ont toujours été inférieurs de quelques cents aux prix en vigueur dans les autres postes d'essence de la ville. Aujourd'hui, les prix dans ce secteur sont exactement les mêmes qu'ailleurs. Comment cela se fait-il? Pouvez-vous nous l'expliquer?

**M. Pegg:** A ma connaissance, deux prix sont en vigueur sur le marché de Calgary. Les postes d'essence indépendants avec service vendent au prix des livres-services. Je crois que cela est devenu une pratique courante.

**Le sénateur Olson:** Il n'y a plus, nulle part à Calgary, de différence d'un dixième de cent le litre. C'est ce qui m'incite à

**[Text]**

that somebody has made an agreement on pricing—"or else". I do't know what the "or else" is.

**Mr. Pegg:** Some of our outlets sell at a much higher price than the market on average, at times. I think it indicates the nature of the competition in the market at this particular time. Any particular marketer you care to take will be trying to increase his position in the market and, from time to time, you will see a range of prices emerge. But the nature of our business is such that if you sell at other than the market price it impacts on sales. If you want to increase the level of sales, you lower the price, which means that somebody else loses sales. These pricing skirmishes break out from time to time. Because most of these businessmen must operate at a certain level of margin, these skirmishes tend to heat up, die down and so forth. Currently in the Calgary market prices are quite stable.

**Senator Olson:** And there has been no directive or edict to the effect that unless the retailer sells at such-and-such a price supplies will be withheld?

**Mr. Taylor:** Not in the case of Shell Canada. We have never taken that position. Nor have we ever been involved in, or will we be involved in, any agreement with respect to what prices should be in the marketplace. As you can appreciate, the laws of this country are very severe if one enters into those types of agreements. Any dealer or lessee who buys from us and is not on consignment is free to sell at whatever price he may wish. I can show you Shell stations across Canada that have chosen to set a price that is quite different from the majority of Shell stations.

**Senator Olson:** In the same market area?

**Mr. Taylor:** Yes. That is the dealer's choice.

**Senator Hays:** Could you describe to us how you determine your posted price in the context of a complaint that we received from PanCanadian? The complaint is to the effect that last fall refiners started out with a price of 70 per cent posted and 30 per cent spot for determining the Edmonton spot, less transportation charges from Chicago to Edmonton. As the relationship between the posted price and the spot price changed, refiner pricing tended to go more toward the spot price, which was lower than the posted price. They felt that that 70-30 ratio was a good one because that was the extent to which the market was supplied by the posted and spot pricing systems. How do you determine your posted price in Edmonton? What is your comment on PanCanadian's complaint and their call for the consideration of an administered price?

**[Traduction]**

croire que quelqu'un a dû se concerter au sujet de l'établissement des prix ou prendre quelqu'autre mesure semblable, dont j'ignore la nature.

**M. Pegg:** Certains de nos postes d'essence vendent parfois à un prix beaucoup plus élevé que le prix moyen sur le marché. Cela témoigne de la nature de la concurrence qui caractérise le marché à un moment particulier. Il est normal qu'une entreprise de commercialisation souhaite améliorer sa position sur le marché et que, de temps à autre, les prix se mettent à varier d'un poste d'essence à un autre. Toutefois, la structure du marché est ainsi faite que si vous vendez à un prix différent du prix du marché, cela aura des répercussions sur vos ventes. Si vous voulez accroître votre volume de ventes, vous devez baisser vos prix, ce qui a pour effet de diminuer le volume de ventes de quelqu'un d'autre. Des querelles de prix de ce genre éclatent de temps à autre. Toutefois, étant donné que la plupart des commerçants doivent quand même s'assurer une certaine marge bénéficiaire, ces querelles se font de plus en plus rares. De fait, les prix sur le marché de Calgary sont assez stables à l'heure actuelle.

**Le sénateur Olson:** Et personne n'émet de directives pour obliger les détaillants à vendre leurs produits à tel et tel prix s'ils ne veulent que leurs approvisionnements soient interrompus?

**M. Taylor:** Non, pas chez Shell Canada. Nous n'avons jamais adopté une politique semblable. Pas plus que nous nous nous concertons, ou avons l'intention de nous concerter au sujet de l'établissement des prix sur le marché. Comme vous le savez, les lois canadiennes sont très strictes à l'endroit de ceux qui contractent ce genre d'entente. Un marchand ou un locataire qui achète de nous et qui ne garde pas de stocks en dépôt est libre de vendre au prix qu'il veut. Je peux vous citer l'exemple de postes d'essence Shell dont les prix sont tout à fait différents de ceux de la majorité des autres postes d'essence Shell au Canada.

**Le sénateur Olson:** Situés dans le même secteur?

**M. Taylor:** Oui. C'est la prérogative du marchand.

**Le sénateur Hays:** Pouvez-vous nous expliquer comment vous fixez votre prix affiché? Selon une plainte que nous avons reçue de PanCanadian, les raffineurs ont commencé, l'automne dernier, à se servir à 70 p. 100 du prix affiché et à 30 p. 100 du prix au comptant pour déterminer le prix au comptant à Edmonton, en soustrayant les frais de transport entre Chicago et Edmonton. Comme le lien entre le prix affiché et le prix au comptant évolue, les prix établis par le raffineur tendent à se rapprocher davantage du prix au comptant, lequel est inférieur au prix affiché. Les raffineurs estiment que le rapport 70-30 est adéquat puisqu'il est représentatif de la part de la production qui est vendue au prix affiché et de celle qui est écoulée selon le prix au comptant. Comment fixez-vous votre prix affiché à Edmonton? Quels sont vos commentaires au sujet de la plainte déposée par PanCanadian et que pensez-vous de sa proposition concernant l'instauration d'un système de prix administrés?



## [Text]

**Mr. Taylor:** Perhaps Mr. Dickson can deal with that subject by giving you an outline on it. I believe, related to the subject, he has some charts that he would like to show you.

**Mr. Dickson:** I welcome this opportunity to talk on this subject. I have heard it said that the whole business of crude pricing is very complex. The philosophy is extremely simple. The telling and understanding of it from the many disparate points of view is indeed very complex. Basically, our philosophy as a buyer of crude is that we must ensure security of supply at competitive costs. That means that we have to buy our crude at our refinery at a point in time that gives us competitively priced crude at a secure supply. I have some charts here which will help me to explain this.

First, I will talk about the difference between the costs that we incur when we buy crude at our refinery and the costs that you people, and we the producers and the refiners, see in the newspaper every day. In other words, the published costs versus the delivered costs. To put them all on a common basis we will take the crude from Canada and the crude from the United States that ultimately comes in through the Sarnia market through Chicago. So we will use Chicago as the basis for our delivered costs. This chart shows that at any particular day you can look at the futures market and determine a particular price. The example I will use in this chart is May 10 with crude purchased a month earlier on April 10. On April 10, the market for WTI crude at Cushing, Oklahoma, was a certain price. If you bought that crude and had it delivered to your refinery or into the Chicago area, you would pay that price on April 10 for deliveries in the month of May. To get the crude from Cushing to Chicago you must pay a tariff, which increases the price from this level here to that level. So you have your cost in Chicago of crude purchased on the New York Mercantile Exchange, NYMEX, on April 10 during the month of May. The NYMEX is a futures market that projects the price of crude one month or more down the road. What we are concerned with is what we have to pay for our crude during the period of one month.

The blue line on this chart indicates what we would pay for crude to arrive in Chicago during the month of May at a price comparable with that of the futures market arriving in Chicago during the month of May. It is the same time frame and the same location. We post our prices so that the landed cost of the crude at Chicago during the month of May is the same or comparable to what the alternate cost of crude would be, as represented by the NYMEX price in this example.

**Senator Hays:** May I ask a question here? The New York Mercantile Exchange price is more of a spot price, is it not?

**Mr. Dickson:** It is a futures price that happens to match very closely with the spot price that people are prepared to pay

## [Traduction]

**M. Taylor:** M. Dickson peut peut-être vous répondre sur ce sujet en vous donnant un aperçu de notre système d'établissement des prix. Je pense qu'il a en sa possession quelques tableaux qu'il aimerait vous montrer.

**M. Dickson:** Je suis heureux de pouvoir aborder ce sujet. D'aucuns ont l'impression que toutes les questions relatives à l'établissement des prix du pétrole brut sont très complexes. Pourtant, le principe est extrêmement simple. C'est plutôt la façon dont cette question est perçue par les différents intervenants qui est emberlificotée. Essentiellement, notre objectif, à titre d'acheteur de pétrole brut, consiste à nous assurer de la sécurité des approvisionnements et du maintien d'un prix concurrentiel. Nous devons donc acheter notre pétrole brut à notre raffinerie à un moment où les prix sont concurrentiels et où l'approvisionnement est garanti. J'ai ici quelques tableaux qui vous aideront à comprendre mon propos.

Je vais d'abord vous expliquer la différence entre les coûts que nous engageons lorsque nous achetons du pétrole brut à notre raffinerie et les coûts que vous et nous, les producteurs et les raffineurs, voyons chaque jour dans les quotidiens. En d'autres termes, je vais faire la distinction entre le prix de vente public et le prix à la livraison. Pour plus d'uniformité, nous allons prendre le pétrole brut provenant du Canada et le pétrole brut en provenance des États-Unis, qui est acheminé via le marché de Sarnia en passant par Chicago. Nous allons donc nous servir de Chicago pour établir le prix du pétrole livré. L'examen du marché à terme pour un jour donné vous permet de déterminer un prix en particulier. La date que je vais utiliser ici est celle du 10 mai, pour du pétrole acheté un mois plus tôt, soit le 10 avril. Le 10 avril le prix WTI du pétrole brut à Cushing (Oklahoma) était à un certain niveau. Si vous avez acheté ce pétrole et l'avez fait livrer à votre raffinerie où dans la région de Chicago, vous avez payé ce prix WTI pour du pétrole qui vous sera livré au mois de mai. Pour acheminer le pétrole brut de Cushing à Chicago, vous devez encourir des frais, ce qui augmente le prix de ce niveau-ci à celui-là. Ce qui vous donne le prix en vigueur à Chicago, au mois de mai, pour le pétrole acheté à la Bourse mercantile de New York—c'est-à-dire, le NYMEX—le 10 avril. Le NYMEX est un marché à terme qui permet de prévoir le prix du pétrole brut un mois ou plus à l'avance. Ce qui nous préoccupe, c'est le prix que nous devons payer pour notre pétrole brut pendant ladite période d'un mois.

La ligne bleue sur ce tableau indique ce qu'il nous en coûtera pour que le prix du pétrole brut livré à Chicago durant le mois de mai soit à un niveau comparable à celui fixé sur le marché à terme pour le pétrole brut livré à Chicago pendant le mois de mai. Nous parlons ici du même échéancier et du même endroit. Nous fixons nos prix de façon que le coût du pétrole brut débarqué à Chicago pendant le mois de mai soit le même que le prix du pétrole brut sur le marché à terme, comme nous l'avons indiqué dans cet exemple.

**Le sénateur Hays:** Puis-je me permettre de vous interrompre. Le prix à la Bourse mercantile de New York n'est-il pas un prix au comptant?

**M. Dickson:** C'est un prix à terme qui correspond à peu près au prix au comptant que la population est prête à payer pour le

*[Text]*

for crude one month hence or two months hence, depending on which month you use, but you are usually referring to the next month. If you looked at the newspaper of April 10, you would see in this example that our posting was moderately below that of NYMEX on that day. But our posting is at Edmonton and the NYMEX posting is at Cushing. Our product must be purchased in Edmonton and moved down the pipeline to the Chicago market. That takes about 25 to 30 days to get there. Therefore our landed cost at the Chicago market is the April 10 price, adjusted per the freight cost to get it to Chicago. The example here shows that the two costs are comparable on the date of arrival of the crude. However, they are different on the day of posting.

A third alternative that we have is a U.S. posting. This example shows that on April 10 the posting of a U.S. customer who buys crude at his posting can be quite different from that of the NYMEX or from our posting. The reason for that is that that is the price that the U.S. purchaser is prepared to pay during that month. His time of delivery to get to Chicago is very small, perhaps eight days; his posting is at Cushing. Therefore, when you are looking at a newspaper, you see three different things: you see a NYMEX or a futures price, which is for the next month and has to be adjusted for one month because it is a futures price and you see a price that also has to be adjusted to get from Cushing to the Chicago market. When you are looking at U.S. postings, the postings are for the current month and that crude also has to get from Cushing to the Chicago market. When you are looking at the Canadian price, it is a current posting, which has to get from Edmonton to the Chicago market, and that time delay is longer than the other two previously mentioned.

**Senator Hays:** Could I interrupt you there? You say delivery times to a Chicago refiner are eight days from Cushing. What are real delivery times to a refiner in the Alberta context? In other words, to Edmonton? Are they longer or comparable, or shorter?

**Mr. Dickson:** I am not sure I understand. Real deliveries from—

**Senator Hays:** What I am getting at is you are using delivery Chicago-Edmonton, and we are using Chicago as the basic price. However, the reality is that the delivery time from the terminal point in Cushing to Chicago is eight days, as you said.

**Mr. Dickson:** Yes.

**Senator Hays:** You are using Chicago to Edmonton, but I am wondering what the real situation is in terms of the actual product you use, the Alberta product, to your refinery, say, from Hardisty, if that is the equivalent terminal point in Alberta. I do not know, but you can pick a point. I know what you are saying about Chicago; that is a notional thing, but what is the real delivery time?

*[Traduction]*

pétrole brut dans un mois ou deux, tout dépendant du mois que vous utilisez—quoi que nous fassions actuellement référence au mois suivant. Si vous regardez dans les quotidiens du 10 avril, vous allez constater que notre prix affiché est légèrement inférieur au NYMEX de ce jour. Notre prix affiché s'applique toutefois à Edmonton, tandis que le prix NYMEX affiché s'applique à Cushing. Notre produit doit être acheté à Edmonton et acheminé par pipeline vers le marché de Chicago. Cela prend environ 25 à 30 jours. Le prix du pétrole débarqué sur le marché de Chicago correspond donc au prix du 10 avril, majoré des frais de transport jusqu'à Chicago. Le tableau montre ici que les deux prix sont comparables à la date d'arrivée du pétrole brut. Ils sont toutefois différents le jour de l'affichage.

Il y a aussi, comme troisième possibilité, l'affichage aux États-Unis. Cet exemple montre que le prix du pétrole brut affiché aux États-Unis, le 10 avril, peut être très différent du prix Nymex ou de notre prix affiché. La raison pour laquelle ce prix est différent, c'est qu'il correspond au prix que l'acheteur américain est prêt à payer pendant ce mois. Son délai de livraison à Chicago est minime—peut être huit jours—et son prix affiché s'applique à Cushing. Si vous consultez les quotidiens, vous allez donc voir trois prix différents. D'abord le prix Nymex ou à terme, qui s'applique au mois suivant et doit être majoré pour un mois parce qu'il s'agit d'un prix à terme. Ce prix doit aussi être majoré pour tenir compte du coût d'acheminement du pétrole de Cushing vers le marché de Chicago. Les prix affichés aux États-Unis vous feront constater qu'ils s'appliquent au mois en cours et que le pétrole brut doit aussi être acheminé de Cushing vers le marché de Chicago. Les prix en vigueur au Canada, sont par contre les prix affichés courants pour le pétrole brut devant être acheminé d'Edmonton vers le marché de Chicago, ce qui exige un délai plus long que dans les deux autres exemples susmentionnés.

**Le sénateur Hays:** Puis-je me permettre de vous interrompre ici? Vous dites que les délais de livraison au raffineur de Chicago, à partir de Cushing, sont de huit jours. Quels sont les véritables délais de livraison dans le cas de l'Alberta? En d'autres termes, combien de temps faut-il pour acheminer le pétrole brut vers Edmonton? Les délais sont-ils plus longs, comparables ou plus courts?

**M. Dickson:** Je ne suis pas sûr de bien comprendre. Vous voulez parler des délais de livraison à partir de...

**Le sénateur Hays:** Voici où je veux en venir: vous vous servez des coûts de livraison entre Chicago et Edmonton, tandis que nous nous fondons sur Chicago pour établir le prix de base. Il reste toutefois que le délai de livraison entre le terminal de Cushing et le marché de Chicago est, comme vous l'avez dit, de huit jours.

**M. Dickson:** C'est bien cela.

**Le sénateur Hays:** Vous partez de l'hypothèse que le pétrole est acheminé de Chicago à Edmonton, mais je me demande quelle est la situation réelle en ce qui concerne le produit que vous utilisez, celui de l'Alberta, et que vous transportez vers votre raffinerie, à partir, par exemple, d'Hardisty, si c'est là le terminal équivalent en Alberta. Sinon, vous pouvez prendre le terminal de votre choix. Je sais que vous ne vous servez de



[Text]

**Mr. Dickson:** The real delivery time is that if we are buying crude at a field location, a well in Alberta, that crude must be purchased at the well, moved through gathering systems—and there are some 26 different gathering pipelines—into storage in Edmonton, down the IPL system to the Chicago market and hence into the Sarnia market. You are looking at Edmonton to Sarnia in about 25 to 30 days. That is one element alone. In addition to that, you have the gathering pipelines. The producer receives his price for his oil at the field location, in most cases.

**Senator Lefebvre:** May I ask a supplementary here? Mr. Dickson, I am trying to understand this. With respect to the NYMEX price, these are persons who are dealers and their customers are gambling that, if they order today for delivery in a month, they are making a deal for a price in one month from now when they receive it, is that correct? In other words, it is a month ahead all the time?

**Mr. Dickson:** Yes, sir, it is a month ahead.

**Senator Lefebvre:** In other words, you are taking a gamble that that price will not go down; you have figured everything out that you can and you have to look forward one month, even in today's situation?

**Mr. Dickson:** Yes, sir, that is correct.

**Senator Lefebvre:** So it is a gamble every time?

**Mr. Dickson:** A gamble in the sense that you do not know what is going to happen in the future. I could give you an analogy. If you go to your Safeway market to buy flour and you want to buy it for next month, as I see it, your choice is to say, "I will buy it next month," knowing that Safeway could change its price next month, or, on the other hand, you could say, "I will buy it from a producer, if he delivers it to the same Safeway store next month at the same price, and I would be prepared to buy it from him at that same price." In other words, a competitive price. However, you do not know what that will be. You do not know what Safeway is going to do with the price of its flour; nor do you know what that other supplier may do. However, the grain exchange might tell you that the price of flour is dropping and it would give you some kind of a benchmark as to what the price of flour would be.

**Senator Lefebvre:** That is the word I wanted to hear. It is a benchmark. In other words, whether you deal through NYMEX or not for your own crude, which Senator Hays says would come mostly from Alberta, the NYMEX price is a benchmark as to what you are paying in Alberta as well?

**Mr. Dickson:** Yes, we do use that as the benchmark, adjusted for distribution cost and for time.

[Traduction]

l'exemple de Chicago qu'à titre explicatif, mais j'aimerais savoir ce qui arrive dans les faits?

**M. Dickson:** Si nous achetons notre pétrole brut sur place, c'est-à-dire en Alberta, ce pétrole doit passer par des réseaux de collecte—et il y en a 26—avant d'être stocké à Edmonton puis acheminé par le PLI vers le marché de Chicago et, par conséquent, celui de Sarnia. Le transport entre Edmonton et Sarnia exige à lui seul 25 à 30 jours. Il faut, en outre, calculer le temps nécessaire à la collecte. Or, dans la plupart des cas, le producteur fixe le prix de son pétrole sur place.

**Le sénateur Lefebvre:** Monsieur Dickson, puis-je vous poser une autre question au sujet du prix Nymex. La Bourse des marchandises de New York ne regroupe-t-elle pas des marchands et des consommateurs qui prennent le risque de commander maintenant du pétrole qui leur sera livré dans un mois? En d'autres termes, ils s'entendent sur le prix qui sera en vigueur dans un mois. Ces transactions sont-elles toujours conclues un mois d'avance?

**M. Dickson:** Oui, monsieur le sénateur, il s'agit d'un mois à l'avance.

**Le sénateur Lefebvre:** En d'autres termes, vous pariez que ce prix ne baissera pas. Vous avez conclu que vous pouviez et deviez envisager la situation un mois à l'avance, même dans les circonstances actuelles?

**M. Dickson:** Oui, monsieur le sénateur, c'est exact.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous prenez donc un risque chaque fois?

**M. Dickson:** Un risque dans le sens où nous ne savons pas ce que l'avenir nous réserve. Je pourrais établir un parallèle. Si vous vouliez par exemple acheter de la farine chez Safeway pour le mois suivant, vous auriez une alternative: soit d'attendre le mois suivant pour l'acheter, sachant que le marchand Safeway pourrait changer son prix, soit l'acheter d'un producteur qui la livrerait au même magasin le mois suivant, au même prix, et vous seriez prêts à l'acheter de lui à ce prix. Il s'agit donc d'un prix concurrentiel. Vous ne savez toutefois pas quel sera ce prix. Vous ne savez pas quel sera le prix fixé par Safeway ni celui fixé par le fournisseur. Par ailleurs, le marché boursier peut vous indiquer que le prix de la farine est à la baisse, vous donnant ainsi une idée du prix éventuel de la farine.

**Le sénateur Lefebvre:** C'est ce que je voulais entendre. Il s'agit d'un prix repère. Donc, que vous achetiez ou non votre pétrole brut sur le Nymex, pétrole qui, comme l'a dit le sénateur Hays, proviendrait en majeure partie de l'Alberta, le prix fixé sur le Nymex est également un prix repère du prix que vous payez en Alberta?

**M. Dickson:** C'est cela, nous nous servons bel et bien du Nymex comme repère, puis nous l'ajustons en fonction des coûts de distribution et des délais de livraison.



[Text]

**Senator Lefebvre:** Would most of the crude that you use be your own crude, or are you buying a higher percentage from other producers?

**Mr. Dickson:** We acquire about six-and-a-half times as much crude as we produce; therefore we are net buyers by about six-and-a-half times.

**Senator Olson:** Mr. Chairman, I have a supplementary. I wanted to ask you, Mr. Dickson whether, with respect to the contracted prices, it is a month at a time for nominations?

**Mr. Dickson:** Yes.

**Senator Olson:** And the price is known for each of those months, based on the NYMEX?

**Mr. Dickson:** Yes, sir, if I understand you correctly. We will post our prices—and on the chart it is the blue line. We will post that as often as we can so that at the end of each month we have a price that is comparable to the average of the futures market.

**Senator Olson:** Yes, but what I am trying to get at is whether the producer that you purchase from knows for a full thirty-day period what he will get for his oil; or does that change during the month?

**Mr. Dickson:** The producer can contract with us, or with other companies, on the basis of our postings, if he chooses to, or on the basis of some formula, if he chooses to do that. If he uses our posting, he would just be like the Safeway dealer who would have to buy whatever we are posting during that month, and we will change our price during the month to be competitive. At the end of each month, we will indicate what the average price for that month has been, and, since we buy barrels rateably, we will pay the average price for that month based on the average of our postings. That will therefore work out to the average of WTI at Cushing, adjusted for time, distance and other competitive factors.

**Senator Olson:** What are those factors?

**Mr. Dickson:** One is reliability of supply. Looking at it from the point of view of the producer, a producer may well say that he wants to deal with a Canadian refinery, because he knows the Canadian refinery will be there; he knows that, if he nominates for barrels on our primary pipeline system, he will have pipeline space to move those barrels. He knows we have been in business for a long time and intend to be in business for a long time and that if we are not competitive we certainly will not be in business long-term. Finally, he knows what his alternatives are, or he should.

**Senator Olson:** Thank you. Mr. Chairman, I would like to pursue this cost of reliability of supply, but it is another subject and if you put me down for another round, I will pick it up later.

**Senator Hays:** I would like just a little elaboration, going back to where we were on the delivery times, 25 to 30 days to Sarnia. How many days to Edmonton, and what percentage of

[Traduction]

**Le sénateur Lefebvre:** Utilisez-vous en majeure partie votre propre pétrole brut ou achetez-vous la plus grande proportion du pétrole que vous utilisez d'autres producteurs?

**M. Dickson:** Nous achetons environ six fois et demie plus de pétrole brut que nous en produisons. Nos achats nets totalisent donc quelque 6,5 fois notre production.

**Le sénateur Olson:** Monsieur le président, je voudrais poser une question supplémentaire. Je voulais vous demander, monsieur Dickson, si, à l'égard des prix contractuels, les contingents sont établis un mois à la fois?

**M. Dickson:** Oui.

**Le sénateur Olson:** Et le prix est fixé tous les mois, conformément au Nymex?

**M. Dickson:** Oui, monsieur le sénateur, si j'ai bien compris ce que vous disiez. Nous affichons nos prix, il s'agit de la ligne bleue sur le graphique, aussi souvent que nous le pouvons de sorte qu'à la fin de chaque mois nous obtenons un prix comparable à la moyenne des prix du marché à terme.

**Le sénateur Olson:** Je comprends, mais j'aimerais savoir si le producteur auquel vous achetez votre pétrole peut être assuré d'obtenir un certain prix pendant toute la période de trente jours ou si ce prix peut changer au cours du mois?

**M. Dickson:** Le producteur peut conclure avec nous, ou avec d'autres compagnies, un contrat basé sur nos prix affichés ou sur quelque autre formule, comme il l'entend. S'il opte pour les prix affichés, il se trouve dans une situation analogue à celle du marchand Safeway qui srait tenu d'acheter notre produit au prix affiché au cours du mois, prix que nous modifierions au besoin pour soutenir la concurrence. A la fin de chaque mois, nous laissons la moyenne des prix, puisque nous achetons les barils de pétrole selon la valeur proportionnelle, et payons le prix moyen auquel nous sommes arrivés pour ce mois, conformément à la moyenne de nos prix affichés. Il en résulte donc un prix correspondant à la moyenne du WTI à Cushing, prix ajusté en fonction du délai de livraison, de la distance et d'autres facteurs de concurrence.

**Le sénateur Olson:** Quels sont ces facteurs?

**M. Dickson:** L'un d'entre eux est la fiabilité de l'approvisionnement. Un producteur, par exemple, pourrait bien vouloir faire affaire avec une raffinerie canadienne, parce qu'il sait qu'elle est fiable, que s'il veut utiliser notre grand système de pipelines pour transporter son contingent de barils de pétrole, il le pourra. Il sait que nous sommes en affaire depuis longtemps et entendons le rester encore longtemps et que si nous ne nous maintenons pas en position avantageuse face à la concurrence nous ne le pourrions pas. Il sait également quelles sont ses possibilités ou, du moins, devrait le savoir.

**Le sénateur Olson:** Je vous remercie, monsieur le président. Je voudrais poursuivre sur cette question de la fiabilité de l'approvisionnement, mais je m'éloigne un peu du sujet dont nous discutons et si vous m'inscrivez sur votre liste pour une autre série de questions, j'y reviendrai à ce moment-là.

**Le sénateur Hays:** Je voudrais juste obtenir quelques précisions sur un point dont nous discutons, à savoir le délai de livraison à Sarnia qui est de 25 à 30 jours. Quel est le délai de

[Text]

your product purchase would you utilize in Sarnia and what percentage in Edmonton?

**Mr. Dickson:** There are two questions there. First, on the delivery time to Edmonton, we buy crude from many locations in Alberta. The time could be anywhere from four or five days to get to Edmonton, if you buy crude from a location very close to Edmonton, to weeks to get the crude from a gathering pipeline into Edmonton.

**Senator Hays:** Four to fourteen days, then?

**Mr. Dickson:** Could be; could be more than that, I believe. It depends on the size; some pipelines are very small pipelines.

**Senator Hays:** What about from Hardisty?

**Mr. Dickson:** From Hardisty to Sarnia?

**Senator Hays:** No, to Edmonton.

**Mr. Dickson:** To Edmonton? I am afraid that I do not know the answer to that, but I would guess four or five days.

**Senator Hays:** I am getting off track. You are not ready for those questions. I am sorry. Go ahead.

**Mr. Dickson:** One question that was asked was to address this in the context of a previous point of view expressed by another company. One thing that strikes me is that from the producers' point of view it would be pretty obvious—if you only looked at the postings in the newspapers—that, indeed, a producer could say that the Canadian refiners are paying less than the U.S. posters. That is quite a legitimate conclusion to come to if you look in the newspaper at any particular date, particularly during the period January to April. Obviously, we had an unprecedented decline in crude. The world market reflected it, the NYMEX reflected it, the Canadian postings reflected it and so did the U.S. postings, but this chart illustrates that on the day you look in the newspaper the U.S. postings are for deliveries during the current month. So this number you see on April 10 for the U.S. postings is for delivery during the month of April.

We are buying our crude for delivery when it arrives at a refinery, and, in this case that is in the month of May. So any statistics that are shown that compare postings that do not adjust for time, distance and transportation costs can be misleading.

**Senator Lefebvre:** Are you saying that the testimony given before this committee to the effect that on many occasions the Canadian producer who does not have a refinery is getting anywhere from \$3 to \$6 less than his American counterpart for Canadian crude is wrong?

**Mr. Dickson:** I am saying, sir, that at a particular point in time he will be paid for the crude at his location a price that is competitive for that crude landing at the refinery at its destination and time. No, I am not saying that other companies are saying that their price of crude is less at the point in time. In fact, during the period of rapid decline, the producers—with ourselves included as a producer—were receiving less money here than a producer who was moving his product from a short distance from the refinery in the United States.

[Traduction]

livraison à Edmonton, et quel pourcentage de vos achats utiliserez-vous à Sarnia et à Edmonton?

**M. Dickson:** Vous avez posé deux questions, la première à l'égard du délai de livraison à Edmonton. Nous achetons le pétrole brut à de nombreux endroits en Alberta. Le délai de livraison à Edmonton peut donc être de quatre ou cinq jours si l'endroit où nous achetons le pétrole brut est situé près d'Edmonton, et de plusieurs semaines s'il faut transporter le pétrole brut par un pipeline de collecte jusqu'à Edmonton.

**Le sénateur Hays:** Entre quatre et quatorze jours, donc?

**M. Dickson:** Oui, et même davantage, je crois savoir. Tout dépend des dimensions du pipeline. Certains sont très petits.

**Le sénateur Hays:** Et d'Hardisty?

**M. Dickson:** D'Hardisty à Sarnia?

**Le sénateur Hays:** Non, à Edmonton.

**M. Dickson:** A Edmonton? J'ai bien peur de ne pas le savoir, mais je dirais quatre ou cinq jours.

**Le sénateur Hays:** Je m'éloigne du sujet. Vous n'êtes pas en mesure de répondre à ces questions. Je suis désolé. Poursuivez.

**M. Dickson:** L'une des questions qui a été posée faisait suite à un point de vue exprimé par une autre société. Un point me frappe, à savoir que pour les producteurs qui examineraient les prix affichés paraissant dans les journaux, il serait manifeste que les raffineries canadiennes paient moins cher que les producteurs. C'est une conclusion assez légitime que l'on a pu tirer en regardant dans le journal à une date ou une autre, plus particulièrement de janvier à avril. Le prix du pétrole brut a de toute évidence connu durant cette période une baisse sans précédent. Cette baisse s'est fait sentir sur le marché mondial, sur le NYMEX, sur les prix affichés canadiens de même que sur les prix affichés américains, mais ce graphique indique que ce sont les prix américains affichés pour les livraisons faites au cours du mois qui figurent dans le journal un jour donné. Le chiffre indiqué le 10 avril représente le prix affiché américain pour les livraisons effectuées au cours du mois d'avril.

Nous achetons notre pétrole brut pour livraison lorsqu'il arrive à la raffinerie, dans ce cas, au mois de mai. Toutes les statistiques donc qui permettent d'établir la comparaison entre des prix affichés non ajustés en fonction des délais de livraison, de la distance et des frais de transport peuvent induire en erreur.

**Le sénateur Lefebvre:** Voulez-vous dire qu'avait tort le témoin qui a soutenu devant ce comité que le producteur canadien ne possédant pas de raffinerie obtient souvent de 3 \$ à 6 \$ de moins que le producteur américain pour du pétrole brut canadien?

**M. Dickson:** Je veux dire, monsieur le sénateur, qu'il va obtenir pour son pétrole brut un prix comparable à celui payé pour les débarquements de pétrole, prix tenant à ce moment-là compte du transport et du délai de livraison. Non, je ne veux pas dire que d'autres compagnies prétendent que leur prix du pétrole brut est inférieur à un moment donné. De fait, au cours de la période de déclin rapide des prix, les producteurs d'ici, nous-mêmes y compris en tant que producteurs, rece-



[Text]

I would also say that in an upturn market the opposite would be true. If you ask the same question of the same producers today you will find that our price is higher than the U.S. postings today. If you reverse this chart and look at it in May, you will find that the U.S. postings are below the New York Mercantile Exchange and they are below our postings today.

The point I want to make here is that, clearly, if at any point in time you look at just what is happening in the newspaper and use that as your basis, it can be misleading, although it is real from the point of view of the producer who is in fact receiving the price on that particular day. If you have a refinery in Edmonton and you are trying to market that crude in Sarnia, you have to take into account the time difference. If you were up in the Mackenzie Valley, for example, you would have to take a lot longer; in other words you may be two months behind. Up until December we had not experienced world price decreases like those of the last few months, and this issue would not have been raised during a period of relatively stable prices. If the prices go back up, you will see the reverse of this.

**Senator Hays:** Is this rationalization consistent going back to last fall? That is how you, in your own mind, determined how you would try and price Canadian crude?

**Mr. Dickson:** Yes, sir, that is consistent. Granted, we had some learning to do as we got into this business of deregulation, but, in essence, we have not really changed the basic philosophy which is that we have to buy our crude at competitive prices and we have to be secure in our supply. If we go to a producer and pay him less than our competitors, than our alternate sources, or, if he can sell his crude for more money, then clearly he will not come to us; he will go to somebody else.

**Senator Hays:** But as a practical matter a Canadian crude vendor has difficulty getting that crude into Chicago in any significant volume and he is stuck with the Canadian refiner; so, if they all rationalize their pricing in a similar way, does he have a valid complaint, namely that there are only four major purchasers and he is stuck with whatever they decide to do?

**Mr. Dickson:** I think if we didn't have the price decrease as rapidly as it did in magnitude and in terms of the timing after we got into deregulation, we would have found that the producers had had time to experiment and had found alternate sources for their markets and had come to the conclusion that the Canadian refineries must price competitively for their crude. Their choice would then be to sell their crude to a Canadian refiner or to a broker or directly to a U.S. refiner. We feel that during the period from May to October-November that, in fact, was what was happening and it was only this drop in price from January onwards that caused the big concern. The big concern is a perceived concern because it is not adjusted for time and cost.

[Traduction]

vraient moins que le producteur ayant à déplacer son produit sur une courte distance à partir de la raffinerie aux États-Unis.

Je voudrais également ajouter que dans un marché à la hausse, le contraire serait vrai. Si vous posiez maintenant la même question aux mêmes producteurs, vous apprendriez que notre prix est plus élevé que les prix affichés aux États-Unis à l'heure actuelle. Si vous examinez ce graphique dans l'autre sens, vous voyez que les prix affichés des États-Unis au mois de mai sont inférieurs au Nymex et inférieurs à nos prix affichés à l'heure actuelle.

Je veux bien préciser ici que vous pouvez de toute évidence être induit en erreur si vous ne vous fiez qu'aux prix figurant dans les journaux, bien que ceux-ci soient valables pour le producteur qui obtient effectivement le prix inscrit ce jour-là. Si vous avez une raffinerie à Edmonton et essayez de commercialiser votre pétrole brut à Sarnia, il vous faut tenir compte des délais de livraison. Si vous vous trouviez par exemple dans la vallée de la Mackenzie, ce délai serait encore plus long et il y aurait peut-être alors deux mois de décalage. La chute du cours mondial que nous avons connue ces derniers mois est un précédent et cette question n'aurait pas été soulevée au cours d'une période de stabilité relative des prix. Si les prix remontent vous verrez cette tendance se renverser.

**Le sénateur Hays:** Cette tendance remonte-t-elle à l'automne dernier, à savoir comment, dans votre esprit, vous déterminez la façon d'établir les prix du pétrole brut canadien?

**M. Dickson:** Oui, monsieur le sénateur. Nous procédons avec logique. Nous avons bien sûr des choses à apprendre au fur et à mesure que se concrétise la déréglementation, mais nous n'avons en fait pas changé la philosophie de base qui est: acheter notre pétrole brut à des prix concurrentiels et voir à la sécurité de l'approvisionnement. Si, par exemple, nous offrons moins d'argent à un producteur que nos concurrents, ou si le producteur peut obtenir davantage pour son pétrole brut que ce que nous lui offrons il ne s'adressera de toute évidence pas à nous, mais à quelqu'un d'autre.

**Le sénateur Hays:** Mais, en pratique, un vendeur de pétrole brut canadien n'a-t-il pas de la difficulté à vendre d'importants volumes de son produit à Chicago et, par conséquent, n'est-il pas tenu de le vendre à une raffinerie canadienne? S'ils rationalisent tous leurs prix de la même façon, a-t-il raison de se plaindre qu'il n'y ait que quatre grands acheteurs et que son sort dépend de ce qu'ils décident de faire?

**M. Dickson:** Je crois que si la chute des prix ne s'était pas produite aussi rapidement, n'aurait pas été aussi radicale et n'aurait pas eu lieu tout de suite après la déréglementation, les producteurs auraient eu le temps de faire des essais et de trouver de nouveaux débouchés pour leurs produits et ils en seraient venus à la conclusion que les raffineries canadiennes doivent établir des prix concurrentiels pour leur pétrole brut. Ils auraient ensuite le choix de vendre leurs produits à une raffinerie canadienne, à un intermédiaire ou directement à une raffinerie américaine. C'est ce qui selon nous se passait de mai à octobre et novembre jusqu'au moment où la chute des prix, en janvier, a modifié la situation et posé un grave problème.



## [Text]

This chart shows a comparison of data that is published but adjusted for distribution, transportation costs and time. The three lines that you can see on the chart are an example of a U.S. posting, our posting—and this is just an example, because our posting, by definition, has to be competitive with other Canadian postings—and the futures market. You can see the rapid decline from December-January. There is really not a noticeable difference in the cost of crude at Chicago, time adjusted, during that whole decrease.

**Senator Hays:** This 70/30 ratio posted to spot, then, is a coincidence; it was never a rationalization of refiners purchasing Canadian crude.

**Mr. Dickson:** I can't speak on behalf of other refiners, but, conceivably, you could look at wanting to acquire a certain portion of your crude on a posting and some on a spot-price basis, but the posting still has to be adjusted for time. When you look at the newspapers—certainly in this period—you see that the posting is one month out. I can give you an example. If you carried the blue line, which is the posting, over one month, which is a time adjustment, you would see perhaps a \$3 or \$4 decrease, and in the month of February it could be as much as \$5. Sure, the producer would feel that he is getting \$5 less than what he sees his American counterpart posting for on that day, but he can't sell it for that because there is no buyer for it at that price. The buyer will buy it at the price that it costs him to land it in his refinery.

**Senator Hays:** And you explained a moment ago that he has not had time to adjust, to obtain delivery facilities into Chicago, to have that as an alternative market. Their reason for not paying more than spot in Chicago is that the Canadian supplier cannot give them a secure supply; so they will not pay the posted or contract price; they will only give the spot price. Is that another way of saying that we have deregulated too fast to adapt in this particular pricing environment?

**Mr. Dickson:** No, I don't think so. I think what we are seeing here is a short-term anomaly of a rapid decrease and because it is so rapid, because the magnitude is so extreme, and because it hurts producing companies, particularly small companies, very extensively, there is a very strong reaction to it.

If we extend this chart out to another month, you would see it turning around. During the period of the increase—now, it may well be less rapid than the decrease was—the producers in Alberta would, in fact, be receiving higher prices sooner. They would feel the reverse of this effect; they would be paying the highest prices in the world vis-à-vis the lowest prices in the world.

**Senator Hays:** Would you care to comment on the suggestion that we have an administered price along the lines I have described earlier?

## [Traduction]

C'est un problème que l'on perçoit parce que le prix n'est pas ajusté en fonction du délai de livraison et du coût.

Vous voyez sur ce graphique une comparaison entre des données ajustées en fonction des coûts de distribution, de transport et des délais de livraison. Les trois lignes figurant sur le graphique représentent d'une part les prix affichés américains, nos prix affichés—et, je le répète, il ne s'agit que d'un exemple puisque nos prix affichés doivent, par définition, être concurrentiels aux autres prix affichés canadiens—et le marché à terme. Vous remarquez la baisse rapide à partir de décembre et janvier. Il n'y a pas réellement de différence notable dans le coût du pétrole brut ajusté en fonction du délai de livraison à Chicago au cours de cette période de baisse des prix.

**Le sénateur Hays:** Ce rapport 70/30 entre les prix affichés et les prix au comptant n'est donc que pure coïncidence. Il n'a jamais été établi rationnellement par les raffineries achetant du pétrole brut canadien.

**M. Dickson:** Je ne peux parler au nom d'autres raffineries, mais il est concevable de vouloir acquérir une portion du pétrole brut au prix affiché et une portion au prix au comptant, le prix affiché devant toujours cependant être ajusté en fonction du délai de livraison. Le prix figurant dans les journaux, certainement au cours de cette période du moins, remonte au mois précédent. Je vous donne un exemple. Si vous prolongez la ligne bleue, qui représente les prix affichés pour un mois, prix tenant compte des délais de livraison, vous constaterez peut-être une baisse de 3 \$ ou 4 \$ au cours du mois de février, voire une baisse de 5 \$ de moins que le producteur américain à une date donnée, mais il ne peut trouver d'acheteur à ce prix. L'acheteur va l'acheter au prix qu'il lui en coûte pour le débarquer dans sa raffinerie.

**Le sénateur Hays:** Et vous avez expliqué, il y a un moment, qu'il n'a pas eu le temps d'ajuster son prix et de livrer son produit à Chicago où il aurait pu disposer d'un marché de rechange. Si à Chicago l'on ne paie pas plus que le prix au comptant, c'est parce que le fournisseur canadien ne peut assurer la livraison de son produit à l'acheteur qui n'est donc pas intéressé à payer le prix affiché, ou le prix contractuel, mais simplement le prix au comptant. Est-ce une autre façon de dire que nous avons imposé la déréglementation trop vite pour que nous puissions adapter nos prix et faire face à la concurrence?

**M. Dickson:** Non, je ne crois pas. Selon moi, il s'agit simplement d'une anomalie à court terme, d'une baisse qui, parce qu'elle est trop rapide et trop radicale—portant atteinte aux producteurs, plus particulièrement aux petits producteurs—suscite une très vite réaction.

Si nous prolongeons la ligne pour un autre mois, le scénario se renverse. Au cours d'une période d'augmentation des prix—qui pourrait très bien être moins rapide que la baisse des prix—les producteurs d'Alberta seraient en fait susceptibles de bientôt obtenir des prix plus élevés. Ils en ressentiraient alors le contrecoup en payant les prix les plus élevés du monde après avoir payé les prix les moins élevés.

**Le sénateur Hays:** Voudriez-vous nous dire ce que vous pensez de la proposition d'établir un prix administré que je vous ai décrite?

## [Text]

**Mr. Dickson:** Perhaps you could explain what you mean by an "administered price". I have some idea of what that means—

**Senator Hays:** The suggestion the committee received was that a formula be picked, and that the formula be 70 posted, 30 spot, and the price one would have to pay in Edmonton would be the average volume of the eight refiners in Chicago, less the transportation cost to Edmonton. It was suggested that that be used as the base and that the administered price fluctuates based, essentially, on the United States market.

The committee was told that that would satisfy the concerns of one producer in that that producer would then be receiving a fair price in terms of the world market, which is basically the U.S. market affected by the world market.

**Mr. Dickson:** I believe I understand the question. We, as a refiner, could live with anything, I suppose. Canadian refiners paid competitive prices throughout the period of regulation. All paid essentially the same price because there was control over the price.

The scenario you are putting forward would be essentially the same. The question I would ask is: Do we have to buy Canadian crude at that price, or could we be competitive, could we look at alternatives?

If the answer to the question is: "You would have to buy Canadian crude at that price", we would be back into regulation and we could survive with that. If the answer is: "No, you could look at competitive alternatives", then the answer would be twofold; one, when the price is higher than the next alternative—which is imports—we would import, secondly, when we import there is less demand for Canadian crude, therefore, there is more shut in. I suggest that that is not in the Canadian public interest and certainly not in our interest in terms of security of supply.

My position is that we would not want to see a controlled or regulated price in terms of security of supply and in terms of the alternatives.

**Senator Hays:** I take it from that answer that you could live with an administered price but that would not be your preference. One would also take from that answer that in order for that to work in Canada, Canada would have to develop transportation facilities, and so forth, to market the product at an alternative centre, namely, Chicago, for crude from the western sedimentary basin.

**Mr. Dickson:** Yes, senator, and under that scenario you would also have to dictate whether Canadian refiners would use Canadian or imported crude.

**Senator Hays:** Mr. Chairman, I have taken up enough time for now. I have more questions which I will put later.

**Mr. Taylor:** With respect to Senator Hays' questions on administered price and regulation, from our standpoint, as Mr.

## [Traduction]

**M. Dickson:** Peut-être pourriez-vous expliquer davantage ce que vous entendez par prix administré. J'ai une idée de ce que cela peut signifier . . .

**Le sénateur Hays:** Selon la proposition qu'a reçue le comité, on établirait une formule selon laquelle 70 p. 100 de la production serait vendue au prix affiché et 30 p. 100 au prix au comptant et le prix à payer à Edmonton correspondrait au volume moyen des huit raffineries de Chicago duquel on aurait soustrait les frais de transport à Edmonton. On établirait cette base et le prix administré varierait en fonction, essentiellement, du marché américain.

On a dit au comité que cette mesure satisferait un producteur parce qu'il pourrait alors recevoir un prix équitable par rapport au cours mondial qui traduit en somme le prix américain modifié en fonction du cours mondial.

**M. Dixon:** Je crois comprendre la question. Nous, en tant que raffineurs, pouvons nous accommoder de quelque mesure que se soit, je présume. Des raffineries canadiennes ont payé des prix concurrentiels tout au long de la période de réglementation. Elles ont toutes payé essentiellement le même prix, parce que celui-ci était contrôlé.

Le scénario que vous proposez donnerait pratiquement les mêmes résultats. Je me demande toutefois si nous serions tenus d'acheter du pétrole brut canadien à ce prix, ou si nous pourrions être concurrentiels et trouver d'autres débouchés?

Si nous étions tenus d'acheter du pétrole brut canadien à ce prix nous reviendrions à l'époque de la réglementation et pourrions très bien survivre. Si, par contre, nous pourrions trouver d'autres débouchés concurrentiels nous ferions face à une alternative—d'une part lorsque le prix serait plus élevé que la solution de rechange, à savoir l'importation, nous importerions, d'autre part si nous importons il y a moins de demande pour le pétrole brut canadien et par conséquent sous-utilisation du potentiel de production. Cela n'est à mon avis pas dans l'intérêt du public et certainement pas dans notre intérêt en ce qui a trait à la sécurité de l'approvisionnement.

Je soutiens que nous ne prônerions pas l'adoption d'un prix administré pour les raisons de la sécurité de l'approvisionnement et des solutions de rechange.

**Le sénateur Hays:** Si j'ai bien compris, l'adoption d'un prix administré ne vous causerait pas trop de problème, mais ce n'est pas la solution que vous préférez. Je crois également avoir compris, d'après votre réponse, que pour que cette formule fonctionne bien au Canada, il nous faudrait entre autres construire une infrastructure de transport nous permettant de commercialiser notre produit en d'autres endroits, dont Chicago pour le pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest.

**M. Dickson:** Oui, monsieur le sénateur, et il faudrait également déterminer si les raffineries canadiennes utiliseraient du pétrole brut canadien ou importé.

**Le sénateur Hays:** Monsieur le président, j'ai assez pris de votre temps jusqu'ici. J'ai d'autres questions, mais je les pose-rais plus tard.

**M. Taylor:** Pour répondre aux questions du sénateur Hays au sujet du prix imposé et du règlement, je peux dire que, de notre point de vue, comme l'a exposé M. Dickson, nous



**[Text]**

Dickson has pointed out, we believe that the free-market system is the best system for setting crude prices.

A secondary consideration on administered price is that we should not lose sight of the fact that in Canada we have a large petrochemical industry which exports a great deal of products to the international markets. That particular industry is very dependent on its feed stock supply from crude. If Canada were in the position where it had an administered price—which was not competitive with the price of crude outside of the boundaries of Canada—then Canada would be putting its petrochemical industry in a position where it would be extremely difficult to compete in the international markets. That, of course, has quite an impact on the exports of this country.

**The Chairman:** I now call upon Senator Barootes, to be followed by Senator Olson.

**Senator Barootes:** Thank you, Mr. Chairman. I want to follow up on one question Senator Hays asked. Going back to Alberta producers, if they nominate to sell to a major refiner, that purchase is guaranteed, is it?

**Mr. Dickson:** Yes, it is.

**Senator Barootes:** What is not guaranteed is the price that those producers would receive 30 days later.

**Mr. Dickson:** If the producers nominate to purchase at our posting, they would receive the average of our posting, but they would not know in advance what our postings would be.

**The Chairman:** If those producers nominate to sell?

**Mr. Dickson:** Yes, Mr. Chairman.

**Senator Barootes:** If those producers nominate to sell today, they do not receive that price today, they receive the average of your posted price throughout that month, I take it?

**Mr. Dickson:** Yes, senator, unless they choose to nominate to sell to us on some kind of a formula which we would be open to.

**Senator Barootes:** Do you blend the spot price purchases you had for a month in the final price as well?

**Mr. Dickson:** We certainly look at the spot prices and the NYMEX prices.

When one looks at posted prices, there are some things one must be aware of. Some companies in the United States post a price that is, effectively, a transfer price. They are primarily producers with some refining capacity, and it is not necessary for them, under United States law and under their normal operating practices, to change that price on a weekly or monthly basis. Indeed, if one were to look back at some postings in the United States, one would see that they had not changed their price for six months to a year at a time.

There are other companies in the United States which are, in fact, buying crude oil at their postings, and those postings, during periods of relative stability in price, tend to change once every two months or once a month, something of that nature.

**[Traduction]**

croynons que le système de marché libre est le meilleur pour l'établissement des prix du pétrole brut.

Toujours au sujet du prix imposé, nous ne devrions pas perdre de vue le fait qu'au Canada nous avons une importante industrie pétrochimique qui exporte un grand nombre de produits sur les marchés internationaux. Elle dépend beaucoup du pétrole brut pour s'approvisionner en charges d'alimentation. Si le Canada devrait opter pour un prix imposé—qui ne serait pas concurrentiel avec le prix du pétrole brut à l'extérieur de nos frontières,—notre industrie pétrochimique pourrait alors très difficilement concurrencer celles des marchés internationaux. Nos importations s'en ressentiraient, bien sûr.

**Le président:** Je cède d'abord la parole au sénateur Barootes, puis au sénateur Olson.

**Le sénateur Barootes:** Merci, monsieur le président. Je vais poursuivre dans le sens d'une question qu'a posée le sénateur Hays. Pour en revenir aux producteurs albertains, s'ils choisissent de vendre à une importante raffinerie, cet achat est garanti, n'est-ce pas?

**M. Dickson:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Ce qui n'est pas garanti, c'est le prix que ces producteurs recevraient 30 jours plus tard.

**M. Dickson:** Si les producteurs choisissent d'acheter aux prix que nous affichons, ils recevront la moyenne des prix affichés, mais ils ne les connaîtraient pas d'avance.

**Le président:** Si ces producteurs décident de vendre?

**M. Dickson:** Oui, monsieur le président.

**Le sénateur Barootes:** Si ces producteurs décident de vendre aujourd'hui, ils n'obtiennent pas ce prix aujourd'hui, mais le prix moyen des prix affichés au cours de ce mois-là, si je comprends bien?

**M. Dickson:** Oui, sénateur, à moins qu'ils ne choisissent de nous vendre suivant une formule qui nous conviendrait.

**Le sénateur Barootes:** Tenez-vous compte des achats que vous avez effectués au prix du disponible pendant le mois, pour établir le prix final?

**M. Dickson:** Nous examinons certainement les prix du disponible et ceux de la Bourse de New York.

En ce qui concerne les prix affichés, il faut savoir que certaines sociétés américaines affichent un prix qui est en fait transitoire. Il s'agit essentiellement de producteurs qui disposent une certaine capacité de raffinage et la loi américaine et les pratiques d'exploitation normales aux États-Unis ne les obligent pas à changer ce prix chaque semaine ou chaque mois. En effet, si l'on se reporte à d'anciennes listes de prix aux États-Unis, on verrait que les prix n'ont pas changés pendant six mois ou même un an.

Il y a d'autres sociétés américaines qui achètent effectivement le pétrole brut aux prix affichés, et ces prix, en période de stabilité relative des prix, ont tendance à changer une fois tous les deux mois ou une fois par mois, à peu près.



**[Text]**

When the price of crude in the world changes drastically, they move their price in response to that, and it is that second-class group of U.S. postings that we follow.

To say that we have a blending of 70/30, that is not really how we dictate. We certainly do not just use the spot market. If you were to look at the chart that we put on the view graph a moment ago, you would see that we did not follow the spot market at certain points in time; at those times we followed the postings. That was because there was very little activity on the spot market. The spot went up but nobody was actually buying on it. We were following postings at that time.

**Senator Barootes:** It is correct to say that in a reverse situation—that is, instead of a drop in prices—we would get the inverse of that chart that you have shown us?

**Mr. Dickson:** Yes, indeed.

**Senator Barootes:** What about the reaction time? Would it be the same, 90 days?

**Mr. Dickson:** Are you referring to the inventory?

**Senator Barootes:** I am referring to a rising market.

**Mr. Dickson:** If the market were to rise, it would take 90 days to pass through the inventories that we had accrued—90 to 100, 110 days.

**Senator Barootes:** Would that 90 days also be reflected at the retail level?

**Mr. Dickson:** That would be a function of—

**Senator Barootes:** A function of competition?

**Mr. Dickson:**—competition in the marketplace.

**Senator Barootes:** I want to get back to the topic of competition. As you know, or as I understand, there are retail gasoline stations owned by the various major companies on Highway 401, Highway 400 and perhaps on the open parts of the TransCanada Highway. Those service stations are nominated for and obtained, but only so many are allowed in so many miles. Am I correct on that or am I wrong on that?

**Mr. Taylor:** The province controls the number of sites in Ontario, and you have to go through a bidding process to obtain one of those sites.

**Senator Barootes:** Do the same competitive factors relate to retail prices of gasoline on those restricted markets as your chart showed for the Toronto market?

**Mr. Taylor:** I am not sure what you mean by the question. Are you saying—

**Senator Barootes:** Are the same competitive factors operating there as operate in the Toronto market or in any other urban market where there is not this same control?

**Mr. Taylor:** Basically, the competitive factors are similar, except when there are controlled sites there may not be as

**[Traduction]**

Lorsque le prix mondial du pétrole brut change radicalement, elles rajustent leur prix en conséquence, et c'est sur ce groupe américain de deuxième classe que nous réglons nos prix.

Affirmer que nous avons une pondération de 70/30, serait erroné. Nous n'utilisons certainement pas le prix du disponible à lui tout seul. Si vous examinez le tableau que nous venons de faire passer, vous constateriez que nous ne suivions pas toujours les prix du disponible, mais plutôt les prix affichés. C'est que le marché du disponible n'était pas tellement actif à ce moment-là. Les prix avaient monté, mais personne n'était vraiment intéressé à acheter. Nous suivrions alors les prix affichés.

**Le sénateur Barootes:** Est-il exact de dire que dans le cas inverse, c'est-à-dire quand les prix sont à la hausse, nous aurions l'inverse de ce tableau que vous nous avez montré?

**M. Dickson:** Oui, en effet.

**Le sénateur Barootes:** Que dire du temps de réaction? Serait-il le même, soit de 90 jours?

**M. Dickson:** Faites-vous allusion aux stocks?

**Le sénateur Barootes:** Je fais plutôt allusion à un marché à la hausse.

**M. Dickson:** Si le marché devait grimper, il faudrait 90 jours pour écouler les stocks que nous aurions accumulés—90, 100 ou 110 jours.

**Le sénateur Barootes:** Ce délai se répercuterait-il au niveau de la vente au détail?

**M. Dickson:** Tout dépendrait de...

**Le sénateur Barootes:** De la concurrence?

**M. Dickson:** De la concurrence sur le marché.

**Le sénateur Barootes:** Je voudrais revenir à la concurrence. Comme vous le savez, ou comme je le comprends, il y a des stations de vente d'essence au détail qui appartiennent à diverses grandes sociétés et qui sont situées sur l'autoroute 401, l'autoroute 400 et peut-être sur les axes libérés de l'autoroute Transcanadienne. Le nombre de ces stations-services est contingenté et on accorde des permis d'exploitation, mais il n'y en a qu'un nombre déterminé qui soient autorisées sur une distance donnée. Ai-je raison ou non?

**M. Taylor:** La province contrôle le nombre d'emplacements en Ontario et il faut présenter une offre pour obtenir l'un d'eux.

**Le sénateur Barootes:** Les mêmes facteurs de concurrence interviennent-ils dans l'établissement des prix de l'essence au détail sur ces marchés restreints, comme le démontrait votre tableau pour le marché de Toronto?

**M. Taylor:** Je ne suis pas sûr d'avoir bien saisi votre question. Voulez-vous dire...

**Le sénateur Barootes:** Les mêmes facteurs de concurrence interviennent-ils là comme sur le marché de Toronto ou sur n'importe quel autre marché urbain où il n'y aurait pas le même contrôle?

**M. Taylor:** Essentiellement, les facteurs de concurrence sont les mêmes sauf que lorsque les emplacements sont contrôlés, il

[Text]

much competition in the particular area as one would find in an area such as the city of Toronto, or in certain parts of southwestern Ontario. The region has some influence on the market price.

**Senator Barootes:** I ask that because it has been my observation, the few times I have driven those highways, that the retail price of gasoline in those restricted or exclusive markets is somewhat higher than it is in an urban area.

Am I correct in that ?

**Mr. Taylor:** I cannot comment on the specific pricing at those stations today. Generally, they have tended to be higher in the past. You have to look at the requirements imposed by provincial governments on companies that have those sites.

The cost of those sites is extremely high. In obtaining those sites you have to pay a percentage of your gross revenue to the government. You are required to operate 24 hours a day and to have emergency towing services available 24 hours a day. There are a number of standards you must meet with respect to the size of washroom facilities and restaurant facilities. Therefore, the cost of operating that type of operation is very high in relation to a standard service station outlet.

I would expect that a company that operates this kind of station is going to try to obtain a higher price in the marketplace for its product to cover the much higher costs that it incurs in operating that kind of site.

**Senator Barootes:** So the traveller, unless he wishes to leave the highway, per force, has to purchase gasoline at a slightly higher price.

**Mr. Taylor:** I think that is a fair observation.

**Senator Barootes:** Is it also a fair observation to go the next step and say: Therefore, governmental control, which you have mentioned Ontario exercises in these markets, results in higher costs to the consumer?

**Mr. Taylor:** I am not sure you can draw that conclusion in general. I think that the type of requirements the government has imposed on those sites results in higher costs, but I am not sure you can draw the conclusion, in general, that imposed government control necessarily always results in higher costs.

It is my understanding that the Ontario government, for a variety of reasons, did not want proliferation of service stations along those major routes. They wanted, as you know, to have controlled access to those highways and they wanted to control the number of places where people could leave the highway. This is done for a variety of reasons, safety being one of them.

I would certainly not draw the conclusion that because government controls that particular situation, if it were to control another situation it would necessarily result in higher costs.

**Senator Barootes:** Perhaps I could put it in another context. The imposition of higher standards by regulation in those controlled access areas has resulted in a higher price to the consumer, is that correct?

**Mr. Taylor:** Yes.

**Senator Barootes:** That is because of their requirements, is that correct?

[Traduction]

peut y avoir moins de concurrence dans la région qu'on pourrait en trouver, par exemple, à Toronto, ou dans certaines parties du sud-ouest ontarien. La région exerce une influence sur le prix du marché.

**Le sénateur Barootes:** Je pose cette question parce que j'ai observé, les rares fois que j'ai parcouru ces autoroutes, que le prix de l'essence au détail sur ces marchés restreints ou exclusifs est quelque peu supérieur à celui des régions urbaines.

Ai-je raison?

**M. Taylor:** Je ne puis vous renseigner sur les prix que demandent ces stations aujourd'hui. Généralement, ils étaient généralement plus élevés dans le passé. Songez aux exigences imposées par les gouvernements provinciaux aux sociétés qui possèdent ces emplacements.

Le coût de ces emplacements est extrêmement élevé. Pour en obtenir un, il faut payer un pourcentage des revenus bruts au gouvernement. Il faut être ouvert et offrir un service de remorquage d'urgence jour et nuit. Il y a aussi un bon nombre de normes à respecter en ce qui a trait à la superficie de la salle de bain et du restaurant. Par conséquent, le coût d'exploitation en est très élevé par rapport à un simple poste d'essence.

Je m'attendrais à ce qu'une société qui exploite ce genre de station cherche à obtenir pour son produit un prix plus élevé sur le marché afin de couvrir les coûts énormes que comporte l'exploitation de ce genre d'emplacement.

**Le sénateur Barootes:** Par conséquent, le voyageur, à moins qu'il soit obligé de quitter l'autoroute, doit payer l'essence un peu plus cher.

**M. Taylor:** C'est une bonne observation.

**Le sénateur Barootes:** Il est aussi juste de dire, en poussant le raisonnement plus loin, que le contrôle gouvernemental que l'Ontario exerce sur ces marchés entraîne la hausse des prix pour les consommateurs?

**M. Taylor:** Je ne suis pas sûr qu'on puisse tirer cette conclusion générale. Je pense que le genre d'exigences que le gouvernement impose à ces emplacements augmente les coûts, mais je ne dirai pas qu'en général, le contrôle gouvernemental entraîne toujours et nécessairement des coûts plus élevés.

Je crois savoir que le gouvernement ontarien, pour diverses raisons, ne souhaitait pas la prolifération des stations-service le long de ces autoroutes. Il voulait, comme vous le savez, contrôler l'accès à ces autoroutes et réduire le nombre d'endroits où les conducteurs pouvaient quitter l'autoroute. Il était motivé par diverses raisons, notamment par celle de sécurité.

Je ne déduirai certainement pas de cette situation particulière, que si le gouvernement exerçait un autre type de contrôle, il provoquerait nécessairement une hausse des coûts.

**Le sénateur Barootes:** Je pourrais peut-être reformuler ma question. L'imposition de normes supérieures par voie de règlement dans ces zones à accès contrôlé, a entraîné une hausse de prix pour le consommateur, n'est-ce pas?

**M. Taylor:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** A cause des exigences gouvernementales, n'est-ce pas?

## [Text]

**Mr. Taylor:** Yes.

**Senator Lefebvre:** Mr. Taylor, can you tell us what the rack price per litre in Edmonton would be this morning?

**Mr. Taylor:** I am not sure I have that information with me.

**Mr. Pegg:** For regular leaded gasoline it is 22 cents per litre as of May 5.

**Senator Lefebvre:** I am told that that is exactly the same price Esso Petroleum is charging this morning. I think an argument used by the Director of Investigation of the Restrictive Trade Practices Commission was that the system of rack pricing adopted by Shell was "... virtually identical to that of Imperial Oil", which was described as "anti-competitive." What would your response be to that?

**Mr. Pegg:** Essentially, we would not agree with the director. My experience has been that there are few things we do agree with him on.

The similarity in prices, of course, has nothing sinister about it, as the director would suggest. The similarity of prices reflects the similarity of circumstances.

We are in competition with Esso to sell gasoline at the rack to qualified buyers. If my price is above Esso's then the buyers will shift to someone else; and if I am below and my competitor suffers a loss of sales, he may well reduce his price. At any point in time there may be a difference in price, but that is really not sustainable because someone is either losing sales or gaining sales.

**Senator Lefebvre:** To your knowledge, is the rack price firm, that is, set in concrete? If one of your good customers comes in and it looks like he may be able to purchase it at, say, 21.8 somewhere else, do you negotiate or do you have a set price that he can take or leave?

**Mr. Pegg:** My understanding is that on any given day that is the market price that we sell for. If we are finding buyer resistance to that price, we have a choice to make—to forgo his sale or lower our price. If the number of sales we have to forgo becomes significant, we have to lower our price.

**Senator Lefebvre:** Is the price set every morning or is it set, say, for a week at a time? In the last few months or so I understand that it has been more volatile than normal. How often do you change the rack price?

**Mr. Pegg:** It would certainly vary as required by the market itself. It may actually remain unchanged for several weeks. On the other hand, it may change twice in a week depending on the market circumstances. In this current price decline, of course, in Ontario, we have had to reduce our rack price in response to importation into Ontario. As our sales start to dry up, we must respond or else we are not selling anything.

**Senator Lefebvre:** Would Mr. Taylor or any of the other witnesses give me some of their feelings regarding the prora-

## [Traduction]

**M. Taylor:** Oui.

**Le sénateur Lefebvre:** M. Taylor, pourriez-vous nous dire quel serait le prix du litre à la rampe de chargement, à Edmonton ce matin?

**M. Taylor:** Je ne pense pas avoir cette information sous la main.

**M. Pegg:** L'essence régulière au plomb coûtait 22 cents le litre le 5 mai.

**Le sénateur Lefebvre:** On me dit que c'est exactement le même prix que Esso impose ce matin. Le directeur des enquêtes de la Commission sur les pratiques restrictives du commerce avait l'habitude de dire que le système d'établissement des prix à la rampe de chargement, adopté par Shell, est pratiquement identique à celui de Imperial Oil, ce qui avait été jugé anti-concurrentiels. Que répondez-vous à cela?

**M. Pegg:** Essentiellement, nous ne serions pas d'accord avec le directeur. J'ai pu constater d'expérience qu'il y avait peu de choses sur lesquelles nous étions d'accord avec lui.

La similarité des prix, bien sûr, n'a rien de sinistre, comme le laisse entendre le directeur. Elle découle d'une similarité de circonstances.

Nous sommes en concurrence avec Esso pour vendre de l'essence au prix rampe de chargement à des acheteurs qualifiés. Si mon prix est supérieur à celui de Esso, je perdrai alors mes acheteurs; et si j'offre un prix inférieur et que mon concurrent déplore une perte de ventes, il peut fort bien réduire son prix. Il peut y avoir n'importe quand une différence de prix, mais ce n'est pas vraiment soutenable parce que quelqu'un est en train soit de perdre des ventes, soit d'en gagner.

**Le sénateur Lefebvre:** Selon vous, le prix rampe de chargement est-il ferme, c'est-à-dire irrévocable? Si l'un de vos bons clients peut acheter cette essence ailleurs à 21,8 c. le litre, négociez-vous ou avez-vous un prix ferme qui est à prendre ou à laisser?

**M. Pegg:** Je crois savoir que quel que soit le jour, nous vendons au prix du marché. Si certains acheteurs opposent une résistance à ce prix, nous avons un choix à faire: remonter à cette vente ou baisser notre prix. Si le nombre des ventes auxquelles nous devons renoncer devient considérable, nous devons baisser notre prix.

**Le sénateur Lefebvre:** Le prix est-il fixé chaque matin ou pour une semaine à la fois? Au cours des quelques derniers mois, les prix ont semblé plus inconstants que d'habitude. À quelle fréquence changez-vous le prix rampe de chargement?

**M. Pegg:** Ce prix est très variable comme l'est le marché lui-même. Il peut effectivement demeurer le même pendant plusieurs semaines. Par ailleurs, il peut changer deux fois par semaine selon les circonstances du marché. Dans cette baisse des prix actuelle, bien sûr, nous avons dû réduire, en Ontario, notre prix rampe de chargement pour lutter contre les importations. Comme nos ventes commencent à tomber, nous devons réagir ou bien nous ne vendrons plus rien.

**Le sénateur Lefebvre:** M. Taylor ou l'un des autres témoins pourrait-il me dire ce qu'il pense du système de répartition au



[Text]

tioning system. We have heard various testimony here, depending on the witnesses and it appears that some people believe highly in it, for example, the smaller producer sees it as a form of protection. However, the bigger companies see it from a different viewpoint. Would you mind outlining your company's policy on that?

**Mr. Dickson:** Basically, I think it is a good effort to try to solve a problem that might develop if there were no type of prorationing. I think there are some difficulties with it in its administration but, in the final analysis, I think it does provide an opportunity for producers who do not make sales to, what we will call the "primary market" find a market for their crude, albeit at a discount and albeit at less security of deliverability than would otherwise be the case.

**Senator Lefebvre:** Did you say "less security?"

**Mr. Dickson:** Yes. When Canadian shippers want to acquire crude, they nominate for it and they nominate for space on a pipeline. When all the Canadian crude has been acquired for the coming month, the pipeline companies indicate how much spare capacity they have available. If there is a surplus of production over supply and if there is pipeline space available, then supplementary barrels can move. That becomes a secondary market. It does give the opportunity to move to market those barrels that would otherwise be shut in. If the pipelines do not have the spare capacity and if there is a surplus of production over demand, then those barrels would be shut in.

The difficulty is that the shut-in barrels tend to be the best quality crude. When oil is shut in, as I understand it, is a pool that is shut in. The first barrels to be shut in are from the most prolific pools. The pool is shut in and the owners of that crude have, effectively, shut their oil in. If there is no pipeline capacity, it is that good quality oil that does not come to market. We, as producers, are then left with acquiring crude that is of a poorer quality. If the oil does move to market, it is that good crude that moves to the export market. Again, the Canadian refineries have to acquire crude of a slightly poorer quality.

Our desired position is that the Canadian price is such that it is very competitive with the producers' next alternative, so that all barrels are moved on the primary market. In that case, there would be no shut in; there would be no deterioration of quality for Canadian refineries.

**Senator Lefebvre:** If I recall correctly, you stated in your annual report and in your notes that there has been a gradual decline in demand in the past few years due to the world situation and that this is also a reason for the shut in. Is that not correct?

**Mr. Dickson:** With respect to the decline in demand, I think we get into the question of logistics, as well. There is certainly enough demand to move all of Canada's crude, when you consider the export markets that are available to us. There may be

[Traduction]

prorata. Nous avons entendu divers témoignages, et, selon les différents témoins, il semble que certains y croient fermement, par exemple, le petit producteur qui y voit une forme de protection. Toutefois, les grosses sociétés l'envisagent d'un point de vue différent. Auriez-vous l'obligeance de nous dire quelle est l'optique de votre société à cet égard?

**M. Dickson:** En principe, je pense que c'est un bon effort pour essayer de résoudre un problème susceptible de surgir s'il n'y avait pas ce type de répartition au prorata. J'estime que son administration comporte certaines difficultés, mais qu'en dernière analyse, les producteurs qui n'effectuent pas de ventes sur ce que nous appellerions un «marché primaire» peuvent trouver un marché pour leur pétrole brut, même à un prix réduit et même avec une moindre garanti de livraison que cela n'aurait été autrement.

**Le sénateur Lefebvre:** Avez-vous dit «une moindre garantie»?

**M. Dickson:** Oui. Lorsque les expéditeurs canadiens veulent acheter du pétrole brut, ils en font la demande et réserve un espace dans le pipeline. Une fois que tout le pétrole brut canadien a été acheté pour le prochain mois, les sociétés de transport par pipeline indiquent de quelle capacité elles disposent encore. S'il y a un surplus de production par rapport à l'offre et s'il reste de la place dans le pipeline, on peut alors acheminer des barils supplémentaires. Cela devient un marché secondaire. On peut ainsi acheminer vers le marché les quantités qui autrement seraient restées en réserve. Si les pipelines ne peuvent en acheminer davantage et s'il y a un surplus de production par rapport à la demande, alors ce pétrole reste là où il est.

Mais voilà: le pétrole non-acheminé est généralement du pétrole brut de meilleure qualité. Quand le pétrole est gardé sur place, si je comprends bien, un gisement est alors fermé. Les premiers barils qui sont enfermés sont ceux qui proviennent des gisements les plus productifs. Le gisement est gardé en réserve et les propriétaires de ce pétrole brut ont effectivement enfermé leur pétrole. S'il n'y a plus de place dans les pipelines, c'est ce pétrole de bonne qualité qui n'arrive pas sur le marché. En tant que producteurs, nous sommes donc contraints d'acheter du pétrole brut de moindre qualité. Si le pétrole est acheminé vers le marché, c'est ce bon pétrole brut qui sera exporté. Une fois de plus, les raffineries canadiennes doivent acheter du pétrole brut à une qualité légèrement inférieure.

Nous souhaitons que le prix canadien soit si concurrentiel que les producteurs n'aient d'autres choix que d'acheminer tout leur pétrole vers le marché primaire. Dans ce cas, aucune qualité ne serait gardée; les raffineries canadiennes ne feraient pas face à une détérioration de la qualité.

**Le sénateur Lefebvre:** Si je me rappelle bien, vous avez dit dans votre rapport annuel et dans vos notes que la demande a progressivement baissé au cours des quelques dernières années, compte tenu de la situation mondiale, et que cela vous motivait aussi à constituer des réserves. Est-ce exact?

**M. Dickson:** Quant à la baisse de la demande, je pense que nous entrons dans la question de logistique également. La demande est certainement suffisante pour acheminer tout le pétrole brut canadien, si l'on songe aux marchés d'exportation

*[Text]*

some shut in because of logistical constraints on the pipelines and there is capital being spent to alleviate that problem. But, during the interval, the major constraint is pipeline logistics and certainly not markets. Those barrels can all move to market if there is pipeline space available for them, and it is just a matter of price.

**Mr. Taylor:** Senator, I might add that I think one of the problems that we have had is that there has been quite an increase in the production of heavy crude oil that has been moving through the pipeline system. Of course, the time it takes to move a barrel of heavy crude is considerably longer than the time it takes to move the lighter crude, and that has put a strain on the pipeline capacity. As Mr. Dickson has indicated, the pipeline companies are now taking action to remove that bottleneck and provide more capacity for the movement of both heavy crude and light crude. But the heavy crude increase, and particularly the export of that to the U.S., has put a real strain on pipeline capacity.

**Senator Lefebvre:** Recently in Toronto there was the International Energy Conference. Mr. Taylor, I imagine that your company was represented there. I understand that there were experts in the energy sector from all over the world at that conference. Would you tell us the view of your company respecting the price of oil? Do you think that the present situation is going to continue for six months, a year or two years?

**Mr. Taylor:** I think that senators would agree with me that it is extremely difficult to try to predict with any degree of accuracy the future prices of crude oil. It is our view that the crude prices in the world markets are going to be under considerable pressure for some time. We certainly would not see crude prices returning to the levels of \$26 U.S. to \$28 U.S., which we saw late last year, in the foreseeable future. When I say "the foreseeable future", I am talking about a period of three or four years. We think that we are probably going to see prices fluctuating up and down and that, if you were to try to average those prices over a period of two to three years, we are probably looking at crude prices in the range of between \$15 U.S. to \$20 U.S. per barrel. That would have to be converted to Canadian dollars, which would depend on your forecast of the exchange rate between Canadian and U.S. currency. That is another question.

**Senator Lefebvre:** That one is as tough as the other.

**Mr. Taylor:** That is right. Internationally, we continue to face the situation where supply of crude is in excess of demand. Today, the world outside the Communist areas is consuming about 45 million barrels per day. If we consider the non-OPEC production, the OPEC production and the Russian exports into the market, we currently have an overhang, as we describe it, of about 2 million barrels per day in the marketplace, which continues to put downward pressure on prices. We do not see the disappearance of that overhang for some time.

We will go through seasonal fluctuations. For example, in the fourth quarter of the year when various parts of the world

*[Traduction]*

qui nous sont ouverts. Il pourra y avoir certaines interruptions en raison de contraintes logistiques que nous imposent les pipelines et un certain financement a été accordé pour corriger ce problème. Mais, dans l'intervalle, la principale contrainte est celle de logistique des pipelines et certainement pas des marchés. Ces quantités peuvent toutes être acheminées vers le marché s'il y a suffisamment de place dans le pipeline et ce n'est qu'une question de prix.

**M. Taylor:** Sénateur, je pourrais ajouter qu'il y a eu en outre une énorme augmentation de la productivité de pétrole brut lourd et que cette production a dû être acheminée par le réseau de pipelines. Sans doute, l'acheminement d'un baril de brut lourd est beaucoup plus long que celui d'un baril de brut léger et la capacité de notre pipeline en a souffert. Comme l'a dit M. Dickson, les sociétés de pipeline s'appliquent actuellement à supprimer les goulots d'étranglement pour assurer un meilleur débit des bruts lourd et léger. Mais le volume du brut lourd augmente et les exportations aux États-Unis ont particulièrement pesé sur nos pipelines.

**Le sénateur Lefebvre:** La conférence internationale de l'énergie a récemment eu lieu à Toronto. Je suppose, monsieur Taylor, que votre société y était représentée. Si j'ai bien compris, il y avait là des experts du secteur énergétique venus de tous les coins du monde. Que pense votre société du prix du pétrole? Croyez-vous que la situation actuelle se maintiendra pendant six mois, un an, deux ans?

**M. Taylor:** Les honorables sénateurs conviendront qu'il est extrêmement difficile de prévoir avec précision les prix à venir du brut. Nous croyons que les pressions qui s'exercent sur les prix mondiaux du brut se maintiendront encore quelque temps. Nous ne croyons pas que ces prix reviendront, dans un avenir prévisible, aux niveaux de 26 \$ US ou 28 \$ US, que nous avons vu l'an dernier. J'entends par «avenir prévisible» une période de trois ou quatre ans. Nous croyons que les prix vont fluctuer et si l'on essaie de tirer de ces prix une moyenne pour une période de deux ou trois ans, elle se situerait probablement entre 15 \$ US à 20 \$ US le baril. Ce prix doit être converti en dollars canadiens, opération qui dépend elle-même du taux de change des monnaies canadienne et américaine. Mais c'est une autre question.

**Le sénateur Lefebvre:** Qui est aussi difficile que la précédente.

**M. Taylor:** C'est juste. Sur le marché international, l'offre de brut demeure supérieure à la demande. Le monde non communiste consomme aujourd'hui environ 45 millions de barils chaque jour. Si nous considérons la production des pays de l'OPEP, des pays non-membres de l'OPEP et de l'Union Soviétique, nous constatons un surplus constant d'environ 2 millions de barils par jour qui dépriment systématiquement les prix. Et nous ne croyons pas que ce surplus disparaîtra bientôt.

Nous connaissons des fluctuations saisonnières. Par exemple, au quatrième trimestre de l'année, lorsque le froid s'ins-



## [Text]

move to colder temperatures, the demand for heating oils and those types of products increases. In terms of the current position, we see the overhang continuing.

The \$64,000 question which no one has an answer for, although there has been some speculation about it, is: What impact will lower prices have on consumption? Will people start to use more oil because prices are lower? We think that there is some prospect of that occurrence, but we do not see its being dramatic in relation to total crude consumption. We can see some nominal upturn in demand if lower prices continue, but we do not think that it will have a marked impact on the international crude market.

**Senator Lefebvre:** I have seen in your annual report reference to the Peace River oil sands project. I understand that you invested rather heavily into that project last year. The first phase expansion started in 1985, if I recall correctly; it is ahead of schedule and under the initial total budget of \$200 million. You are expecting to go ahead with this. If the situation which you have just described prevails, will it adversely affect your Peace River project?

**Mr. Taylor:** We are completing phase 1 of our project, which is designed to bring into production about 10,000 barrels of heavy crude per day. We have now spent five years developing new technology with which to recover that oil. We are very satisfied with the results of those tests and they resulted in the commencement of phase 1. The question I think we must examine, and I know that the rest of the industry must address, is this: If we face a period wherein crude prices remain in the range of \$15 to \$20 for the next three to four years, what impact will that have on investment plans? We were considering a phase 2 and a phase 3 for the Peace River project. We will have to assess the situation and determine whether the on-going development that takes us to those phases is going to have to be deferred. At the kind of crude prices we are talking about, it is difficult to see a reasonable return on that sort of investment.

I do not think that is unique to Shell. I think everyone in the industry is faced with that kind of problem.

**Senator Balfour:** I would ask Mr. Dickson to clear up one point for me. If I understood him correctly, the Alberta refinery price for crude oil is fixed by reference to the Chicago price less the cost of transportation from Chicago to Edmonton.

**Mr. Dickson:** Yes, sir, that is correct.

**Senator Balfour:** Why should that be so? I would think the reverse would be true.

**Mr. Dickson:** The reverse being what?

**Senator Balfour:** Let me put it this way. Suppose that you did not have access to western Canadian crude at a refinery in Edmonton. You would then have to go to Chicago, so you would have to buy the crude at the Chicago price and transport it to Edmonton.

**Mr. Dickson:** Yes, I understand. If you were to move that crude from Chicago to Edmonton, yes, you would pay the Chicago price plus the cost of transportation to Edmonton. Again,

## [Traduction]

talle dans diverses parties du monde, la demande de mazout et d'autres produits pétroliers de ce genre augmente. Mais pour le moment, notre surplus continue.

Mais la question-clé à laquelle nul n'a su répondre jusqu'ici, bien que beaucoup aient spéculé à ce sujet est la suivante: Quel sera l'effet de la baisse des prix sur la consommation? Celle-ci augmentera-t-elle, parce que les prix sont bas? Peut-être, jusqu'à un certain point, mais nous n'entrevoions pas que cette augmentation sera importante par rapport à la consommation totale de brut. Nous prévoyons une certaine augmentation de la demande si les prix continuent à baisser, mais nous doutons qu'elle ait un effet marqué sur le marché international du brut.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous parlez dans votre rapport annuel du projet des sables bitumineux de Peace River, dans lequel vous avez, je crois, beaucoup investi l'an passé. La première phase d'expansion a commencé, je crois, en 1985; les travaux sont en avance sur le calendrier, tout en se maintenant dans les limites du budget initial de 200 millions de dollars. Vous entendez poursuivre ce projet. Si la situation que vous venez de nous décrire subsiste, votre projet de Peace River en souffrira-t-il?

**M. Taylor:** Nous achevons la première étape de notre projet, qui est censée déboucher sur une production d'environ 10 000 barils de brut lourd par jour. Nous avons consacré 20 ans à mettre en place une nouvelle technologie de recouvrement du pétrole. Satisfaits des résultats obtenus, nous avons amorcé la première étape. Nous devons, ainsi que le reste de l'industrie, évaluer quelles seraient les répercussions sur nos projets d'investissements s'il nous fallait traverser une période de trois ou quatre ans où les prix du brut varieraient entre 15 \$ et 20 \$ le baril. Nous pensions nous engager dans les étapes 2 et 3 du projet de Peace River, mais il nous faudra étudier la situation et déterminer s'il y a lieu de retarder l'exploitation. Considérant les prix du brut dont nous avons parlé, il ne faudrait pas s'attendre qu'un investissement de cet ordre soit rentable.

Je ne crois pas que Shell soit seule dans ce cas, car nous faisons tous face à ce même problème.

**Le sénateur Balfour:** Pouvez-vous, M. Dickson, m'éclaircir le point suivant. Si je vous ai bien compris, le prix du pétrole brut à la raffinerie est fixé en Alberta par rapport au prix de Chicago, moins les frais de transport de Chicago à Edmonton.

**M. Dickson:** C'est juste.

**Le sénateur Balfour:** Mais pourquoi en est-il ainsi? J'aurais cru le contraire.

**M. Dickson:** C'est-à-dire?

**Le sénateur Balfour:** Supposez que vous n'ayez pas accès au brut de l'Ouest canadien dans une raffinerie d'Edmonton. Il vous faudrait alors vous adresser à Chicago, où vous auriez à payer le prix de Chicago pour ensuite transporter le brut à Edmonton.

**M. Dickson:** Oui, je vois. S'il vous fallait transporter ce brut de Chicago à Edmonton, oui, il vous faudrait payer le prix de Chicago, plus les frais de transport. Dans ce cas, vous achète-



*[Text]*

what you would be experiencing in that case is buying a secure crude at a competitive price at Edmonton. You may find it cheaper to import crude from the west coast into Edmonton than it is to import it from the Chicago market.

**Senator Balfour:** In that case, you pay transportation from the west coast.

**Mr. Dickson:** That's right, a different time frame, different transportation costs.

**Senator Balfour:** So why should the Alberta producer carry a price burden for a purely notional transportation cost?

**Mr. Dickson:** Well, I guess his alternative is what determines whether or not he can sell his crude at a particular price. I guess the proof of the pudding, in the final analysis, is that when we buy our crude from a producer, we do it on a 30-day basis, and if that producer wants to sell us his crude the next month, he would not sell it to us if he could sell it to someone else at a higher price. So, in the final analysis, so long as the producers are prepared to sell it to us, at our posting, month after month, with the option to renew and set a new price after a month, or to go to another purchaser after a month, our pricing must be competitive with his next best alternative; otherwise he will not do business with us, he will go somewhere else. Have I answered your question correctly?

**Senator Balfour:** I think I understand the situation.

**Mr. Dickson:** It's a tough world out there.

**Senator Olson:** Then the producer in Alberta can expect a price from you. Does he always have to take the average of your posting if he nominates to sell to you for a month, or can he enter into a contract based on the NYMEX, so that he knows what the price will be—but it is always from 25 to 30 days out?

**Mr. Dickson:** He can do whatever he would like with us—

**Senator Olson:** But I want to know what you would do.

**Mr. Dickson:** What we will do with them is that we will offer to buy on our posting, and, if there is an agreement on their part, then we have a deal. If they do not like our posting, we can come to some kind of a formula. We can set a flat price and agree that we will pay this many dollars, and we could come to an agreement. We could use a formula which says "We will lock into the U.S. postings", or, referring to the example given earlier, some kind of a weighting of U.S. postings and the NYMEX adjusted for cost. In the final analysis, we will end up wanting to do business primarily with the Canadian producers, because of the security supply aspect, and because we do not want shut-in, and because we want good quality. If we have shut-in we have lower quality. So it is in our best interest to make sure that we have the best deal we possibly can for those producers in Alberta with whom we want to do business long term. So far we have not had producers walking away from us at our pricing.

**Senator Olson:** You enter into all of these different kinds of pricing arrangements that you have explained. Do you, in fact, have contracts or arrangements for pricing producers?

*[Traduction]*

riez ce brut à un prix concurrentiel à Edmonton. Il vous en coûterait peut-être moins de transporter à Edmonton le brut, de l'Ouest que de l'importer de Chicago.

**Le sénateur Balfour:** Dans ce cas, vous assumez les frais de transport depuis la côte ouest.

**M. Dickson:** C'est exact; le facteur temps est différent et les frais de transport le sont aussi.

**Le sénateur Balfour:** Alors pourquoi le producteur albertain doit-il payer des frais de transport purement normatifs?

**M. Dickson:** Je suppose qu'il lui revient de déterminer s'il peut ou non vendre son brut à un prix donné. Lorsque nous achetons notre brut d'un producteur, nous le faisons sur une base de 30 jours, et si ce producteur veut nous vendre son brut le mois suivant, il ne le fera que s'il ne peut le vendre plus cher à un autre. Donc, tant que les producteurs sont disposés à nous vendre le brut, au prix que nous affichons chaque mois, avec, à la fin du mois, l'option de renouveler le contrat et de fixer un nouveau prix ou bien de s'adresser à un autre acheteur, nos prix devront rester compétitifs: autrement, il s'adressera ailleurs. Ai-je bien répondu à votre question?

**Le sénateur Balfour:** Je crois saisir la situation.

**M. Dickson:** La vie n'est pas facile dans ce secteur.

**Le sénateur Olson:** Le producteur de l'Alberta peut donc s'attendre à ce que vous lui fassiez un prix. Doit-il toujours prendre la moyenne des prix que vous affichez s'il décide de vous vendre à un mois donné, ou peut-il signer un contrat fondé sur NYMEX de sorte qu'il connaît d'avance ce que le prix sera—mais qui ne vaudra quand même que pour 25 à 35 jours?

**M. Dickson:** Le producteur est libre d'agir à sa guise—

**Le sénateur Olson:** Oui, mais je veux savoir ce que vous ferez.

**M. Dickson:** Dans ce cas, nous leur faisons une offre à notre prix affiché et, s'ils acceptent, nous faisons affaire avec eux. Si notre prix ne leur convient pas, nous pouvons en discuter, augmenter notre offre et en venir à un accord. Nous pouvons aussi recourir à une formule et adopter les prix des É.-U. ou encore, pour nous en rapporter à l'exemple que nous avons donné plus tôt, pondérer nos prix à partir des prix américains et de NYMEX. En fin de compte, nous préférons traiter d'abord avec les producteurs canadiens, à cause de l'aspect sécuritaire de l'approvisionnement, parce que nous ne voulons pas rester sans pétrole et que nous voulons obtenir une bonne qualité, sinon, ou nous donnera du pétrole de deuxième ordre. Nous avons donc intérêt à obtenir la meilleure transaction possible pour les producteurs de l'Alberta avec lesquels nous voulons continuer à faire affaire. Jusqu'ici, nos prix n'ont effrayé aucun producteur.

**Le sénateur Olson:** Vous faites des affaires en utilisant toutes les politiques de prix que vous nous avez exposées. Signez-vous effectivement des contrats avec les producteurs?

[Text]

**Mr. Dickson:** Yes, sir. We buy most of our crude at the wellhead at our posting; but we have made arrangements and are in the process of making some new arrangements on some kind of a formula basis. After you have just experienced a drastic decrease in the price of crude, and the producer looks at it from his point of view, he says "I don't really like the idea of locking into a deal with a company that can change its posting". So there is a reluctance on the part of the producer to want to deal on a posting; yet none of our customers have come and said "We don't want to do business with you. But we may not like the idea that you post and it is your option to change the posting". What they would like to have is some assurance that our posting will be competitive in the future, and therefore they might use some kind of a formula—and we are quite open to that. We know that our posting has to be competitive in the future.

**Senator Olson:** What can producers expect by looking at the NYMEX—whether it is those future prices or spot prices which are based on those futures? Can he predict with some reasonable precision what your average posting is going to be 25 or 30 days hence?

**Mr. Dickson:** I believe he can. By the same token, if he is prepared to sit down on a formula, then that is an indication that he can. What he does not know is whether we will divert from our posting to some other basis, and the only assurance we can give there is that if we divert to some other basis and he can do better, then next month he will go to some other purchaser.

**Senator Olson:** But that is not really convenient, to change the routing of crude oil very often, is it? Usually they are in place for quite a long period of time. You have regular customers all of the time.

**Mr. Dickson:** Oh yes, but our contracts with most of our customers are on a 30-day basis, primarily because, as we got into deregulation, we did not know where things were going to go, and we certainly did not anticipate the drastic decrease in price. Throughout that period our producers were still buying on our posting, in most cases. The producers have the same concerns as those expressed here. If they look at it from the point of view of what they see in the press and what they see concerning the U.S. producer, when you go through it and explain to them what we are doing, and they look at their alternatives to do better and they cannot find a better alternative, then we feel that we are doing the right thing from the producer's point of view and from our own.

**Senator Barootes:** On that formula that you mentioned—the formula that is available if they are not happy with this—have you completed any purchases on the basis of the formula that you said you are developing; and, if so, what percentage of your purchases would be on that alternative formula?

**Mr. Dickson:** We have one that currently is still in the stage of being negotiated. This is the third month that we have attempted to refine the formula. For the previous two months they opted to buy on our posting. This month we will probably fine-tune the formula to the extent that we will buy on that basis, and that will be about 20,000 to 30,000 barrels per day.

[Traduction]

**M. Dickson:** Oui monsieur. Nous achetons la plupart de notre brut à la tête de puits et au prix que nous avons fixé. Nous avons fait certains arrangements et nous sommes en voie d'en prendre d'autres, en vue d'établir à cet effet une certaine formule. Après la réduction considérable du prix du brut, le producteur n'est pas tellement disposé à signer un contrat avec une société qui peut changer ses prix. Il hésite; et pourtant, aucun de nos clients n'a refusé de faire affaire avec nous, ajoutant que, sans doute, nous pouvions afficher nos prix mais qu'il n'aimait pas beaucoup que nous puissions les changer à notre guise. Nos clients voudraient être assurés que nos prix demeureront concurrentiels, ce qui leur permettrait de recourir à une espèce de formule et sur ce point, nous sommes d'accord. Nous savons que nos prix doivent demeurer concurrentiels.

**Le sénateur Olson:** Que peut attendre le producteur de NYMEX—qu'il s'agisse de prix à terme ou de prix du disponible qui sont fixés des prix à terme? Peut-il prédire, avec quelque précision, ce que seront en moyenne vos prix dans 25 ou 30 jours?

**M. Dickson:** Je le crois, la preuve en est qu'il est disposé à recourir à une formule fondée sur ces chiffres. Mais il ignore si nous changerons la base du calcul de nos prix. La seule chose dont nous soyons sûrs est que, si nous changeons un jour la base de nos calculs et qu'il trouve ailleurs des prix plus avantageux, il transigera avec ce nouvel acheteur.

**Le sénateur Olson:** Mais est-il vraiment avantageux de changer très souvent l'acheminement du brut? Habituellement, l'acheteur s'approvisionne au même point pendant assez longtemps. Vous avez toujours des clients réguliers.

**M. Dickson:** Oui, mais si la durée de la plupart de nos contrats est de 30 jours, c'est surtout parce que, au moment où la déréglementation a pris effet, nous ne savions plus où nous allions, et nous ne prévoyions certainement pas cette importante baisse de prix. Durant ce temps, la plupart de nos producteurs continuaient de payer les prix que nous affichions. Ils ont d'ailleurs les mêmes préoccupations que nous. S'ils envisagent la situation de la même façon que les journaux et a qui font les producteurs américains et que, après avoir reçu nos explications, ils essaient de trouver un arrangement plus avantageux, sans y parvenir, nous estimons alors que, dans ce cas, nos agissements leur sont profitables aussi bien qu'à nous mêmes.

**Le sénateur Barootes:** Avez-vous déjà, dans vos transactions, utilisé cette formule à laquelle ils peuvent recourir s'ils ne sont pas satisfaits des conditions actuelles et, dans l'affirmative, combien de fois?

**M. Dickson:** Nous avons une transaction qui est encore en cours de négociation. Pour le troisième mois consécutif, nous avons essayé d'améliorer la formule. Les deux mois précédents, nos clients ont décidé d'acheter à notre prix. Ce mois-ci, nous allons probablement rajuster la formule en ce sens que nous achèterons sur cette base, soit environ 20 000 à 30 000 barils par jour.



[Text]

**Senator Barootes:** This will be the first month that that will be operative, to any extent?

**Mr. Dickson:** Yes, I believe so. There may have been some smaller ones—

**Senator Barootes:** Twenty thousand barrels would be what percentage of your purchases in the month of May or June?

**Mr. Dickson:** Our total intake would be 234,000 barrels per day; so it is 10 per cent.

**Senator Olson:** On this matter of cost reliability of supply, I understand that some Canadian producers are discounted in the United States market because of being an insecure supplier for whatever reason—that they cannot find room in the pipeline, or something may happen. Does that carry back into your posted prices that you pay the Canadian producers in your refinery, say, in Edmonton and in other places?

**Mr. Dickson:** No. It does not enter into our posting, because, again, our posting, quite basically, is what is our next alternative. We will pay a Canadian producer marginally more because of the security of supply, if we can get it, than we would pay an alternate, if there was some risk to that supply.

**Senator Olson:** But I suppose you take into account what the producer's alternatives are, do you not? He is being discounted. We have heard that sometimes it is from \$4 up to \$6 per barrel in the United States, at the United States point of sale, because he is not considered a reliable supplier, for the reasons I have mentioned. Do you take that into account?

**Mr. Dickson:** No, we don't. Again, we look at what we are buying at our refinery at a point in time. We cannot really go and look at that element and say "That producer had to discount his price". We would not go to him and say "We will buy your barrel at a discount, but we will buy your neighbour's barrel at our full price". We have to offer the same price to all purchasers on a contract basis, at our posting.

**Senator Olson:** I understand that. I am not saying that you discriminate between various producers in Alberta. But what about this matter of cost of reliability? When all of them are discounted in relation to a U.S. supplier, do you take that into account when you set your posted price at your Edmonton delivery or acceptance point?

**Mr. Dickson:** No, but, if the alternative for the Alberta producer is to move his barrels to a discount market, he may have to put up with the inability to move them because he does not qualify for prorationing, or there is no pipeline space or, if there is space on a pipeline, the barrels nominated on a primary basis have first call on the primary, once the system gets working the way we expect it will. The barrel that is shut in is less desirable because of its reliability and the opportunity to move it to market. Unfortunately, the barrel that is shut in may be the best quality crude. That, I believe, is one of the weaknesses in the current system. If prices were as competitive as they could possibly be, all those barrels would move to market at a common price.

[Traduction]

**Le sénateur Barootes:** Ce sera donc le premier mois que cette formule vous servira effectivement?

**M. Dickson:** Oui, je le crois. Peut-être y a-t-il eu d'autres transactions de moindre importance...

**Le sénateur Barootes:** Quel pourcentage de vos ventes des mois de mai ou juin ces 20 000 barils constituent-ils?

**M. Dickson:** Notre production s'élève à 234 000 barils par jour; ce serait donc 10 p. 100.

**Le sénateur Olson:** Au sujet des frais rattachés à la fiabilité de la livraison, certains producteurs canadiens seraient payés moins cher aux États-Unis parce qu'ils ne sont pas en mesure de livrer leur produit à temps, soit parce qu'ils n'ont pas accès au pipeline ou pour toute autre raison. Les prix affichés que vous versez aux producteurs canadiens à votre raffinerie d'Edmonton ou ailleurs en tiennent-ils compte?

**M. Dickson:** Non, nos prix affichés n'en tiennent pas compte parce qu'ici encore, cela constitue essentiellement notre autre solution. Nous allons payer un peu plus cher au producteur canadien, dont l'approvisionnement est garanti qu'un autre, qui n'offre pas de garantie.

**Le sénateur Olson:** Mais vous tenez compte je suppose des autres solutions qui s'offrent au producteur? Le prix qu'on lui verse aux États-Unis, est parfois inférieur de 4 \$ à 6 \$ le baril, parce qu'il n'est pas en mesure de livrer son produit à temps pour les raisons que je viens de mentionner. En tenez-vous compte?

**M. Dickson:** Non. Nous nous en tenons à ce que nous achetons à notre raffinerie, à un moment donné. Nous ne pouvons pas réellement faire une enquête pour ensuite payer moins cher un producteur qui n'offre pas de garantie. Nous n'allons pas lui dire «Nous achèterons votre pétrole à un prix réduit mais nous paierons plein prix celui de votre voisin». Il nous faut offrir le même prix à tous les acheteurs qui ont signé un contrat avec nous.

**Le sénateur Olson:** Je comprends cela. Je ne dis pas que vous exercez une discrimination envers les divers producteurs de l'Alberta. Mais que dire de cette question des frais rattachés à la fiabilité de la livraison? Lorsque vous établissez vos prix à Edmonton, tenez-vous compte de ce que tous les vendeurs reçoivent un prix inférieur à celui qu'on verse aux États-Unis?

**M. Dickson:** Non. A moins qu'il y ait en Alberta un autre marché où les producteurs écoulent leur pétrole à un prix inférieur. Ils sont peut-être incapables d'acheminer leur pétrole parce qu'ils ne peuvent profiter de la distribution proportionnelle, parce que l'accès au pipeline leur est refusé, parce que les barils qui ont priorité seront les premiers acheminés, lorsque ce régime commencera à fonctionner comme nous l'espérons. Le baril de pétrole qui n'est pas extrait est moins désirable parce que sa livraison est moins fiable du fait qu'il n'a pas autant de chances d'être acheminé vers le marché. Malheureusement, ce baril non extrait renferme peut-être du brut d'excellente qualité. C'est là je crois une faiblesse du régime actuel. Si les prix étaient aussi compétitifs qu'il devrait l'être, tous ces barils seraient acheminés vers le marché au même prix.



## [Text]

**Senator Hays:** You have indicated how Canadian posted prices evolve. How do U.S. posted prices evolve? Under the Canadian system, you target a spot, you have your delivery time and you try to hug as close as you can to the outward NYMEX price that will be in effect when you are marketing your finished product. Is the posted price evolution the same in the United States? Are the refiners there looking ahead? Do they have a shorter delivery time? I realize that there are competing crudes from offshore, such as Brent, Gulf and so on.

**Mr. J. A. Holmes, Manager, International Trading, Shell Canada Limited:** We really do not know how the U.S. companies evolve their postings, but I think that your comments are correct in that they, too, look at alternate markets. There is imported crude oil coming into the U.S. Gulf and they have to compare the cost of that crude to the cost of U.S. domestic crude. It was mentioned earlier that some companies post crude oil for transfer pricing, for whatever benefits it provides the particular company. They must consider the market factors and ensure that U.S. crudes are competitively priced. They are in a slightly different situation in that they are a large net importer of crude into the United States—somewhere in the order of three billion barrels per day.

**Senator Hays:** To what degree do they rely on the NYMEX price in terms of setting the posted price?

**Mr. Holmes:** I cannot tell you, but the information provided by the NYMEX is used extensively for price discovery in the industry today. Every one relies on that price to get a feel for the market. Usually you look at the first month, which is the spot month. Everyone who buys crude oil internationally relies on the NYMEX or the Brent 15 day quotations to establish a price. It tends to set the market. I do not know how much the U.S. companies use this information in their posting mechanism, but it is readily available. Everyone has a screen on their desk and can view the NYMEX price to have some idea of where crude oil is trading in the spot market which, as was pointed out, would reflect June pricing today.

**The Chairman:** On behalf of the committee I thank the officials from Shell for appearing here today.

Honourable senators, we will continue now with the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors led by Mr. John Niedermaier, President. He is also President of Badger Drilling Ltd. Mr. Niedermaier has an opening statement.

**Mr. John A. Niedermaier, President, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:** Mr. Chairman, honourable senators, I and the Executive Committee of the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, representing the contract drilling and service rig industry in Canada, are pleased to appear before you today. Accompanying me are Mr. Gordon Rowan, Vice-President of our association and President of Cactus Drilling, Mr. Ron Wayne, Chairman of the Service Rig Division and President of Widney Well Servicing, Mr.

## [Traduction]

**Le sénateur Hays:** Vous avez dit dans quelle mesure les prix affichés au Canada variaient. Qui en est-il de ceux aux États-Unis? En vertu du régime canadien, vous fixez un lieu, vous établissez une date de livraison et vous tâchez de suivre d'aussi près que possible le prix du NYMEX qui vous affectera lorsque vous ferez la commercialisation du produit fini. L'évolution des prix affichés est-elle la même aux États-Unis? Les raffineurs américains s'arrangent-ils d'avance? Leurs délais de livraison sont-ils plus courts? Je sais qu'il y a des bruts concurrentiels provenant de gisements extracôtiers, comme ceux de Brent, de Gulf et ainsi de suite.

**M. J. A. Holmes, directeur, Opérations internationales, Shell Canada Limitée:** Nous ignorons comment les sociétés américaines font l'affichage de leur prix, mais je crois que vous avez raison de dire qu'ils considèrent aussi les autres marchés possibles. Le prix du brut importé qui arrive à la société américaine Gulf est comparé à celui du brut national des États-Unis. Il a été dit plus tôt que certaines sociétés affichent le prix du brut pour le profit qu'ils peuvent en retirer. Ils doivent considérer les divers éléments du marché et s'assurer que les bruts américains affichent un prix compétitif. Ces sociétés se trouvent dans une situation légèrement différente du fait qu'elles constituent d'importants importateurs nets de brut aux États-Unis, environ 3 milliards de barils par jour.

**Le sénateur Hays:** Jusqu'à quel point se conforment-elles au prix du NYMEX pour fixer le prix qu'elles affichent?

**M. Holmes:** Je ne saurais vous dire, mais les renseignements fournis par le NYMEX sont largement utilisés par l'industrie aujourd'hui dans la fixation des prix. Tout le monde se fie à ce prix pour juger la tendance du marché. Habituellement, on prend le prix du premier mois. Tous ceux qui achètent du brut sur le marché international se fient aux cours annoncés pour les 15 jours suivants par le NYMEX ou par Brent pour établir leur prix. Ce sont ces cours qui en quelque sorte fixent le marché. Je ne saurais dire dans quelle mesure les sociétés américaines utilisent ces renseignements pour l'affichage de leurs prix mais ils sont faciles à obtenir. Tous ont sur leur bureau un petit écran où ils peuvent voir le cours annoncé par le NYMEX et se faire une idée du prix auquel se fait la commercialisation du brut qui, comme nous l'avons signalé, s'écoulerait aujourd'hui au prix de juin.

**Le président:** Au nom du comité, je remercie les représentants de la Shell d'avoir comparu aujourd'hui.

Honorable sénateurs, nous poursuivons nos audiences avec la *Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors* représentée par M. John Niedermaier, président. Il est aussi président de la *Badger Drilling Ltd.* M. Niedermaier nous fera une déclaration préliminaire.

**M. John A. Niedermaier, président, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:** Monsieur le président, honorables sénateurs; le comité de direction de la *Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors* ainsi que moi-même, qui représentons l'industrie des forages sur contrat et des services d'entretien des installations de forage au Canada, sommes heureux de comparaître devant vous aujourd'hui. Les personnes qui m'accompagnent sont, M. Gordon Rowan, vice-président de notre association et président de la société *Cactus Drilling*,

## [Text]

Jack Williams, the Past President of the association and President of Attico Drilling, and Mr. Don Herring, Managing Director of the CAODC.

With your permission, I would like to make a few brief remarks in three subject areas. First, I would like to review the state of our industry. Secondly, I would like to indicate where our industry could end up, in light of the current pricing uncertainties. Thirdly, I would like to present you with some overview and comment respecting the various remedies that have been discussed by individuals or groups to date.

Firstly, with respect to the state of the industry, I would like to begin by briefly acquainting you with the contract drilling and service rig industry, and the CAODC. The association represents the interest of the contracting industry across Canada, although the bulk of our equipment and personnel are stationed in western Canada, primarily in the province of Alberta.

The industry is comprised of two groups: The drilling rigs used for the initial work of digging a well and the service rigs used to complete the well, if it is a producer, and then to return at various times to undertake remedial work on the well equipment. As a trade association, the CAODC is comprised of over 90 drilling contractors and approximately 50 service rig contractors, as well as some 100 associate members.

In order to place the current circumstances in perspective, I would like to provide you with a brief overview of the drilling industry in western Canada. In order to make the task easier, we sent some handouts that you might now wish to look at. In addition, we provided some bound material, entitled: "The CAODC and the Canadian Drilling and Service Rig Industry."

On the third page of the small handout, you will find a chart which describes the industry in western Canada on a quarterly and half-yearly basis. The shaded area is meant to indicate the available rig fleet, and the darker bars indicate the number of rigs drilling. Along the top of the graph are some percentages. These are the utilization rates of the fleet.

The point that is made here is that, firstly, the drilling business in western Canada is seasonal. We work primarily in the winter, or during the last quarter and first quarter of the subsequent year. During that time, utilization of the fleet can hit 100 per cent, although that has not been the case recently—primarily because of the mix of available rigs. Some of the large ones have been under-employed as a result of weak gas markets and prices. The recent activity has been directed towards oil, and influenced this winter by PIPs.

Secondly, because of weather, road and logistical considerations, on a year-round basis, utilization can only reach about 80 per cent. The contracting industry requires about 55 per

## [Traduction]

M. Ron Wayne, président de notre «Service Rig Division» et président de la société Widney Well Servicing, M. Jack Williams, ancien président de l'Association et président de la société Attico Drilling, et M. Don Herring, directeur exécutif de la CAODC.

Avec votre permission, je ferai quelques brèves remarques réparties en trois domaines. J'aimerais d'abord examiner l'état de notre secteur. En deuxième lieu, j'aimerais vous faire connaître le sort qui le menace, compte tenu de l'incertitude actuelle par rapport aux prix. En troisième lieu, j'aimerais vous présenter, en les commentant un peu, les diverses solutions proposées jusqu'ici.

D'abord, en ce qui concerne l'état de notre secteur, j'aimerais commencer mon intervention en vous expliquant un peu ce que sont la CAODC et l'industrie des forages sur contrat et des services d'entretien des installations de forage. La CAODC représente les intérêts du secteur des forages sur contrat dans tout le Canada, bien que la majorité de notre matériel et de notre personnel se trouvent dans l'Ouest canadien, surtout en Alberta.

L'industrie se divise en deux groupes: celui des tours de forage utilisées pour le creusage initial des puits et celui des machines d'entretien servant au montage final et à la réparation périodique de ces installations, lorsqu'on a affaire à un puits producteur. En tant qu'association de défense des intérêts de ses membres, la CAODC comprend plus de 90 entrepreneurs de forage et quelque 50 entrepreneurs de services d'entretien ainsi qu'une centaine de membres associés.

Pour replacer les circonstances actuelles dans leur contexte, j'aimerais vous exposer brièvement la situation de l'industrie du forage dans l'Ouest canadien. Pour vous faciliter la tâche, nous avons fait remettre un dossier de documentation et un document relié intitulé: «The CAODC and the Canadian Drilling and Service Rig Industry».

Si vous prenez le petit document photocopié, vous verrez, à la troisième page, un tableau décrivant l'évolution trimestrielle et semestrielle de notre industrie dans l'Ouest canadien. Les zones ombrées indiquent le nombre d'appareils de forage disponibles tandis que les zones foncées indiquent ceux qui sont en fonctionnement. Des pourcentages sont inscrits en haut de chaque colonne représentant deux trimestres: ils indiquent le taux d'utilisation du parc.

Ce tableau nous permet en premier lieu de constater que l'industrie du forage dans l'Ouest canadien est saisonnière. Nous travaillons surtout l'hiver, c'est-à-dire pendant le dernier trimestre d'une année donnée et le premier de l'année subséquente. Pendant cette période, le taux d'utilisation du parc peut atteindre 100 p. 100, bien que cela n'ait pas été le cas récemment, en raison surtout de la diversité des tours disponibles. En effet, certaines des plus grandes ont été sous-utilisées à la suite de la faiblesse des marchés et des prix du gaz. Les travaux de forage récents concernaient le pétrole et ont été influencés cet hiver par les stimulants qu'offrait le PESP.

En deuxième lieu, les conditions atmosphériques, l'état des routes et des considérations logistiques font que sur une année donnée, le taux d'utilisation des appareils de forage n'atteint



*[Text]*

cent utilization to remain whole, although this would not allow for profitability. Pricing in the industry does not stiffen until activity reaches 70 per cent. Thus, the industry must average between 55 and 80 per cent, and during the period from 1982 to 1984, that did not happen.

The second chart, an annual summary for the period since 1977, shows the most recent in a series of five to ten-year cycles of activity. As you can see from the graph, the industry grew substantially over the period from 1977 to 1980, both in terms of size and activity. With the NEP, and the subsequent recession, came a substantial drop with the utilization rate bottoming out in 1983 at 39 per cent.

Recovery began in 1984, essentially in anticipation of the change of government. Then, of course, with the federal election and the Western Accord, the recovery continued right on into 1986.

Turning to employment and investment, the land-based and drilling and service rig industry have an investment of \$1.9 billion with an additional \$2.8 billion in the frontiers, which includes the east coast, the high Arctic and the Beaufort. The \$4.7 billion total compares with the undepreciated assets of Ford and General Motors in Canada at some \$5.25 billion.

On the employment side, a drilling rig employs 16 to 20 people by way of a crew. Similarly, five people are required to operate a service rig. In both cases, direct services are required to work at the site with the rig crews. These include consultants, truckers, mud suppliers, well testers and others, and would in total range from 50 to 100 people, depending on the size of the rig and the nature of the drilling operation. For a service rig, an additional 13 people are employed on average with the crew. These numbers work out to a direct employment of some 70 people per rig, and this is a number that has been calculated by the Canadian Energy Research Institute, based on a survey applicable to 1983. The institute notes that the employment number is much higher if the remaining oil field industry is included in the calculation. In other words, 210 people are directly employed when a rig goes to work, and that does not include the staff of the oil companies or the induced labour component.

Direct drilling employment in 1985 amounted to some 22,000 people, using an average of 312 rigs running. When you add in the service and supply group, along with the geophysical industry, the total becomes 60,000 to 65,000 people.

Based on our forecast of activity in 1986—which we had assumed would see a slight decrease in utilization as compared with 1985—we had expected to employ 65,000 people again this year. The flat forecast has been provided to you as the fifth page in the handout. The reason for that flat forecast is that the economics of the oil industry had been enhanced, but

*[Traduction]*

qu'environ 80 p. 100. Or l'industrie des forages sur contrat a besoin d'un taux d'utilisation de 55 p. 100 pour rentrer dans ses frais, avant même de parler de profits. Dans ce secteur, les prix ne se redressent pas avant que l'activité n'atteigne un taux de 70 p. 100. Par conséquent, pour survivre, notre industrie doit avoir un taux d'activité moyen s'établissant entre 55 et 80 p. 100, ce qui n'a pas été réalisé entre 1982 et 1984.

Le tableau suivant, qui donne un résumé annuel pour la période écoulée depuis 1977, indique les données les plus récentes dans une série de cycles d'activité de cinq à dix ans. Comme vous pouvez le constater, l'importance et le volume d'activité de notre industrie ont augmenté considérablement entre 1977 et 1980. Puis, le PEN et la récession subséquente ont entraîné une baisse substantielle, le taux d'utilisation atteignant son point le plus bas en 1983 à 39 p. 100.

La reprise s'est amorcée en 1984, essentiellement en précision du changement de gouvernement. Puis, évidemment, grâce aux élections fédérales et à l'Accord de l'Ouest, la reprise a continué en 1986.

Pour ce qui est de l'emploi et des investissements, l'industrie terrestre des forages et des services d'entretien a bénéficié d'investissements de l'ordre de 1,9 milliard de dollars en plus des 2,8 milliards de dollars supplémentaires dépensés dans les régions pionnières, qui comprennent la Côte est, le Grand-Nord et la région de la mer de Beaufort. Ce total de 4,7 milliards de dollars se compare aux quelque 5 milliards de dollars d'actifs non amortis de Ford et de General Motors du Canada.

Pour ce qui est de l'emploi, il faut une équipe de 16 à 20 personnes pour faire fonctionner une tour de forage et cinq personnes pour une installation d'entretien. Dans les deux cas, les équipes ont besoin de services directs sur les lieux, notamment des experts-conseils, des camionneurs, des fournisseurs de boue, des opérateurs d'appareils d'essai de puits et autres spécialistes, ce qui fait au total de 50 à 100 personnes selon l'importance de la tour et la nature des forages effectués. Dans le cas d'une installation d'entretien, il faut 13 autres personnes en moyenne. Compte tenu de ces chiffres, une tour de forage procure de l'emploi direct à quelque 70 personnes, ce qui est le nombre qu'a calculé pour 1983 le Canadian Energy Research Institute. Cet organisme fait observer que le taux d'emploi est beaucoup plus élevé si le reste de l'industrie pétrolière entre dans les calculs; autrement dit, lorsqu'une installation de forage commence à fonctionner, elle procure directement de l'emploi à 210 personnes, et ce chiffre ne tient pas compte du personnel des compagnies pétrolières et de l'élément emplois dérivés.

En 1985, le nombre d'emplois directs dans le secteur des forages a atteint 22 000, à raison d'une moyenne de 312 tours en exploitation. Si on ajoute à cela les services, les approvisionnements, la géophysique, le total atteint 60 000 à 65 000 emplois directs.

Selon nos prévisions d'activité pour 1986—où nous avions tenu compte d'une légère baisse du taux d'utilisation par rapport à 1985—nous nous attendions à employer 65 000 personnes encore cette année. C'est cette prévision uniforme qui figure à la cinquième page de votre document. Si elle est uniforme, c'est parce que les perspectives de l'industrie pétrolière



*[Text]*

the result was irregular with an abnormal amount of activity occurring in the first quarter of the year to take advantage of the scheduled expiry of PIPs.

The payroll of the contracting industry during 1983 was measured at \$500 million, rising to some \$770 million last year. This is an average wage level of some \$35,000 per year, and an estimated payroll of some \$850 million in the western provinces, if 1986 had turned out to be the kind of year we were looking for.

As a final note, the expenditures of the industry, specifically on machinery and equipment, are spread across Canada. For every dollar spent, 42 cents ends up on Ontario, 13 cents in Quebec, 29 cents in Alberta and 16 cents in the other regions of Canada.

Secondly, we should like to go to the revised budget where we see where the year 1986 is going. As the fifth page shows, we had forecast a 77 per cent utilization for the first quarter in western Canada, and about 80 per cent in Alberta. We were dead on, and that was with an early spring break-up.

Now comes the bad news. We have revised the forecast for the next two quarters, and they show an average drop of some 35 per cent over what we had previously expected. The next page, Table 1, translates those numbers into jobs and payroll. They show the following:

1. On average, employment drops by 6,020 direct jobs, and payroll, as shown on Table 2, declines by \$106 million at a minimum during the second and third quarters.
2. If we apply the same drop in activity—that is, 35 per cent to the fourth quarter—the rig count falls to 209 in western Canada and 173 in Alberta. This becomes a decrease of 7,910 direct jobs in employment and \$69 million in payroll.
3. If our forecasted drop in activity, revised in mid March, turns out to be optimistic at 35 per cent and the actual decrease parallels the decline in price to date, or about 60 per cent, then the resultant drop in activity shown on Table 3 would become 163 rigs on average over the remaining three quarters and a loss of 11,410 jobs, with a drop in payroll of \$300 million.

Finally, turning back to Table 2, we have developed a little different way of looking at the material.

Our cost studies show that on a daily basis the average payroll for hourly people per rig is \$2,000. Using an average tax rate of 30 per cent, approximately \$700 per day is being generated for the federal and provincial coffers. If, however, the same employees have to collect UIC, at a cost of \$600 per day (\$40 x 15), the net cost to Treasury is \$1,300 per day per rig.

*[Traduction]*

s'étaient améliorées, mais que les résultats étaient irréguliers par suite d'une augmentation imprévue des activités pendant le premier trimestre de l'année, augmentation qui s'explique par le fait que les entrepreneurs ont voulu profiter de la fin prochaine du PESP.

En 1983, la liste de paye du secteur des forages sur contrat atteignait 500 millions de dollars, contre 770 millions l'an dernier. Cela donne un salaire moyen d'environ 35 000 \$ par an. Pour 1986, la liste de paye estimative aurait atteint quelque 850 millions de dollars dans les provinces de l'ouest, si l'année avait évolué comme nous l'espérons.

Pour terminer, les dépenses de notre industrie, plus particulièrement en ce qui concerne les machines et le matériel, se répartissent dans tout le Canada. Pour chaque dollar dépensé, 42 cents sont investis en Ontario, 13 au Québec, 29 en Alberta et 16 dans les autres régions du pays.

Deuxièmement, nous allons passer au budget révisé, où nous voyons la tendance pour 1986. Comme l'indique la page 5, nous avions prévu un taux d'utilisation de 77 p. 100 dans l'Ouest canadien et d'environ 80 p. 100 en Alberta, pour le premier trimestre. Nous étions tombés juste, et c'était avec une débâcle printanière précoce.

Voici maintenant les mauvaises nouvelles. Nous avons révisé nos prévisions pour les deux prochains trimestres. Nous constatons une baisse moyenne d'environ 35 p. 100 par rapport à nos anticipations. A la page suivante, le tableau 1 traduit ces chiffres en emplois et en frais de personnel. Voici ce qu'ils indiquent:

1. En moyenne, le nombre d'emplois diminue de 6 020 emplois directs alors que la paye, selon le tableau 2, baisse de 106 millions de dollars au minimum durant les deuxième et troisième trimestres.
2. Si nous appliquons la même baisse aux activités, c'est-à-dire 35 p. 100, au quatrième trimestre, le nombre d'installations de forage tombe à 209 dans l'Ouest canadien et à 173 en Alberta, ce qui représente une baisse de 7 910 emplois directs et de 69 millions de dollars en salaires.
3. Si la baisse d'activité de 35 p. 100 que nous avions prévue se révèle optimiste après révision à la mi-mars, et que la baisse réelle suit la chute des prix jusqu'à ce jour, c'est-à-dire 60 p. 100, la baisse d'activité qui en résulte, selon le tableau 3, représenterait 163 tours de forage en moyenne sur les trois derniers trimestres et une perte de 11 410 emplois et de 300 millions de dollars en salaires.

Enfin, si nous revenons au tableau 2, nous avons envisagé la question sous un angle différent.

Selon nos études de coût, la moyenne des salaires quotidiens des employés payés à l'heure est de 2 000 \$ par tour. Si nous utilisons un taux d'imposition moyen de 30 p. 100, cela donne environ 700 \$ par jour qui vont dans les coffres fédéral et provinciaux. Toutefois, si les mêmes employés devaient toucher des prestations d'assurance-chômage, à raison de 600 \$ par jour (40 \$ x 15), le coût net pour le Trésor s'élèverait à 1 300 \$ par jour et par tour.

**[Text]**

Using the material presented earlier, this amounts to a cost of \$60 million and \$39 million in the second and third quarters.

What I would like to do now is turn to our recommendations. As you know, a number of ideas have been discussed in the press or in the form of recommendations by various interested groups.

What we would like to do is discuss the merits and drawbacks of these plans, because we are of the view that: First, no one yet knows where this is all going to end, what the average price will be and when some modicum of price stability will return to the industry; secondly, we do not want to see the industry—both the operating and the service side—artificially supported, as a general principle. We suggest that once the new environment is understood and the economic variables that impact the oil industry are known, then for the long haul the governments will need to put in place that fiscal regime that fits.

The world will probably be one where prices recover somewhat, but not to the previous level. This will mean an oil industry—both operating companies and service companies—that is smaller and has fewer players with some rationalization all around. This will be accomplished by mergers and bankruptcies.

That said, let me now turn to some of the policy measures discussed and summarized for you on Table 4. The first is royalty reductions. Royalty reductions help cash flow and do not impact on activity, unless a link to activity is developed. Furthermore, they tend to help the larger companies more than the smaller ones because the latter group pay in the order of 2 per cent royalty now, following Alberta's extension of the Royalty Tax Credit.

The second is the phase out of the PGRT. Like the royalty reduction, the bigger companies benefit the most. There is now a \$2 million exemption for small companies, and thus only 40 or so companies pay PGRT at all. Again, it is the large crude producers, and they only pay the tax on production that is not involved in enhanced oil recovery or protected by a ring fence in the oil sands/heavy oil projects.

The third is the extension of PIP. This will benefit the smaller companies, and if the COR provisions remain unaltered, only the Canadians. The smaller companies have told us that they like the PIP program, and they drill 50 per cent of the wells.

The drawback to the PIP program is that it is not success oriented, it is activity oriented and, to some extent, artificial and certainly open to abuse.

The fourth relates to floor pricing. The Small Explorers' Association of Canada, SEAC, a new group of small independents, have developed a proposal to have a floor price established for oil. As they have already discussed this option with

**[Traduction]**

D'après les tableaux que nous vous avons présentés auparavant, cela représente un coût de 60 millions de dollars pour le deuxième trimestre et de 39 millions pour le troisième.

J'aimerais maintenant aborder nos recommandations. Comme vous le savez, un certain nombre d'idées ont été débattues dans les médias ou sous forme de recommandations par divers groupes intéressés.

Nous aimerions discuter des avantages et des inconvénients de ces plans parce que nous estimons que, premièrement, personne ne sait encore comment tout cela va finir, quel sera le prix moyen du pétrole et quand les prix redeviendront plus stables; deuxièmement, nous ne voulons pas, pour le principe, que notre secteur—autant le sous-secteur des forages que celui des services—soit soutenu artificiellement. A notre avis, dès que nous connaissons le nouvel environnement et les nouvelles variables économiques qui influenceront sur l'industrie pétrolière, les gouvernements devront, à long terme, mettre en place le régime fiscal et financier approprié.

Il est probable que les prix remonteront jusqu'à un certain point, mais pas au niveau antérieur. L'industrie pétrolière—tant les compagnies d'exploitation que celles des services—sera plus petite, composée d'un moins grand nombre d'intervenants et fera l'objet d'une certaine rationalisation, ce qui suppose des fusionnements et des faillites.

Cela dit, je vais aborder certaines mesures que nous avons débattues et qui sont résumées pour vous au tableau 4. La première est la réduction des redevances. Cette mesure aide à maintenir la marge d'autofinancement et n'a pas de conséquences sur l'activité, à moins qu'on n'ait créé un lien entre elles. En outre, la réduction des redevances a tendance à aider davantage les grandes compagnies que les petites parce que celles-ci sont actuellement assujetties à un taux de redevances de 2 p. 100, à la suite de l'extension du programme de crédit d'impôt sur les redevances de l'Alberta.

La deuxième mesure est l'élimination graduelle de la TRPG. Comme dans le cas de la réduction des redevances, ce sont les grosses compagnies qui en profitent le plus. Les petites bénéficient déjà d'une exemption de 2 millions de dollars, ce qui fait que seulement 40 p. 100 environ des sociétés pétrolières paient cette taxe. Encore une fois, ce sont les gros producteurs de pétrole brut qui bénéficient de la mesure car ils ne paient que la taxe à la production non visée par les programmes de récupération assistée ou non protégée par des accords spéciaux dans le cas des projets concernant le pétrole lourd ou les sables bitumineux.

La troisième mesure est l'extension du PESP. Elle profitera aux petites compagnies et, si les dispositions relatives au taux de participation canadienne ne sont pas modifiées, seulement aux canadiennes. Les petites compagnies, qui font 50 p. 100 des forages, nous ont dit qu'elles aimaient le PESP.

L'inconvénient de ce programme est qu'il ne récompense pas le succès mais plutôt les efforts et qu'il est, jusqu'à un certain point, artificiel et susceptible d'abus.

La quatrième mesure concerne les prix planchers. La *Small Explorers' Association of Canada*, ou SEAC, nouveau groupe de petits indépendants, a proposé d'établir un prix minimum pour le pétrole. Comme elle a déjà discuté de ce projet avec

## [Text]

you, I merely note that like the royalty or PGRT suggestions, this is directed at cash flow, although the relative impact is greatest on the smaller companies.

The fifth relates to the option of floor pricing. Bill Richards has been circulating a proposal that calls for a floor price of \$25 per barrel (U.S.) on oil production developed after May 1, 1986. This idea is activity oriented for the most part, although it has a cash flow ingredient. It also is success oriented. The problem, of course, is that you require cash to do the drilling, and this could tend to favour the larger companies, although I will return to that later. The sixth relates to extension of holiday programs using the logic that, since cash flow has dropped in half, a royalty holiday, to be effective, must also change, and thus should be doubled to leave the operator neutral. Again, this is activity oriented and requires cash flow to undertake, so will now probably appeal to larger companies.

With respect to the CAODC position, the contracting industry could caution government that the issue has two sides: Cash flow and earnings have been cut. To the extent that this prevails in the future, and activity is of concern, any remedy formulated must provide some cash flow and provide a link to activity. With this in mind, and looking down the list of various options, the CAODC would recommend a proposal that is found as the last page in the handout and which would affect both the federal and provincial governments. It is something of a combination of proposals 1, 2, 5 and 6. It is the activity price option. What we are recommending is, for the short term, a two-price system. A secured price, say \$25 (U.S.) per barrel for new oil. While this, admittedly, benefits the larger, cash-flush companies, it does allow all companies to point to a prize and thus enable them to attract equity participation.

How does one fund such a proposal, noting that under the description developed by Bill Richards the concept is a net gain to the Treasury? That aside, if we ignore that whole revenue-generating issue and just address funding in isolation, we would argue that if the governments wish to assist industry at this time, and if they like the two-price proposal, then instead of eliminating PGRT—assuming the government is interested in this option—use some of the money to fund the pricing scheme. Similarly, the producing provinces, rather than just lower royalties, should use some of the money to fund the pricing arrangement. The extension of the holidays is also attractive in that it reduces the cost of the well and, thus, affects net revenue. It is, however, less attractive than the activity-price option.

## [Traduction]

vous, je constate simplement qu'à l'instar des propositions concernant les redevances ou la TRPG, cette mesure vise la trésorerie, même si son impact relatif est plus fort pour les petites sociétés.

La cinquième mesure concerne l'option du prix plancher. Bill Richards a fait circuler une proposition visant à établir un prix minimum de 25 \$ (U.S.) le baril sur la production pétrolière commercialisée après le 1<sup>er</sup> mai 1986. Si cette proposition tend en partie à maintenir la marge d'autofinancement, elle est axée surtout sur l'activité et le succès. Évidemment, le problème est qu'il faut de l'argent pour faire les forages et que cette mesure tend à favoriser les grosses compagnies, mais j'y reviendrai plus tard. La sixième mesure concerne l'extension des programmes d'exonération des redevances. Logiquement, puisque la marge d'autofinancement a diminué de moitié, un programme d'exonération des redevances doit être modifié dans la même proportion pour être efficace et il doit donc être doublé pour que le bénéficiaire ne perde rien. Encore une fois, cette mesure s'applique à l'activité et suppose des liquidités suffisantes et par conséquent, elle intéressera probablement les grosses compagnies.

En ce qui concerne la position de la CAODC, les entrepreneurs pourraient avertir le gouvernement que la question comporte deux aspects: un aspect trésorerie et, par conséquent, réduction des gains. Dans la mesure où cette situation régnera à l'avenir, et que l'activité est une source de préoccupations, toute solution suppose une certaine marge d'autofinancement et doit établir un lien avec l'activité. Sans perdre cela de vue, si nous examinons la liste des options possibles, la CAODC recommanderait une proposition qu'on trouve à la dernière page du document et qui toucherait autant le gouvernement fédéral que les provinces. Il s'agit en quelque sorte d'une combinaison des propositions 1, 2, 5 et 6: c'est l'option du prix basé sur l'activité. Ainsi, à court terme, nous recommandons un système de double prix. Un prix garanti, disons 25 \$ (U.S.) le baril pour le nouveau pétrole. Nous admettons que cette mesure profiterait aux grosses compagnies qui ont une bonne marge d'autofinancement, mais elle permettrait à toutes les sociétés de compter sur une certaine compensation et ainsi d'être en mesure de rendre intéressante une participation au capital.

Comment financerait-on cette proposition puisque selon le projet de Bill Richards, elle représenterait un gain net pour le Trésor? Cela mis à part, si nous ne tenons pas compte de l'ensemble de la question des recettes et ne considérons que la question du financement, nous pourrions avancer que si les gouvernements veulent aider l'industrie en ce moment et qu'ils aiment la proposition du double prix, ils devraient, au lieu de supprimer la TRPG—dans l'hypothèse où cette option les intéresserait—utiliser une partie de cette source de revenus pour financer le système du double prix. De même, les provinces productrices, plutôt que de se contenter de diminuer les redevances, devraient utiliser une partie de la TRPG pour financer le système de double prix. L'extension du programme d'exonération des redevances est également attrayante puisqu'elle réduit le coût au niveau du puits, ce qui influe sur les recettes nettes. Cette mesure est toutefois moins intéressante que l'option du prix basé sur l'activité.



**[Text]**

Mr. Chairman, honourable senators, that concludes our formal remarks.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Niedermaier. I am sure your presentation and the documentation you have provided will generate some discussion. I call on Senator Hays as the lead questioner.

**Senator Hays:** Thank you, Mr. Chairman. My first question relates to financing. I would be interested in hearing your comments on how your recommended system for addressing the immediate pricing problem that the producers have would work in the context of what the banks are going through at this time. They have a lot at stake. They seem to be concerned about financing activity, and most of them, particularly the smaller explorers, have relied, for a certain extent of their activity, on an operating line—and from what I hear that is a very uncertain thing at this time—and they feel that any program the government would implement might simply be a flow-through to the banks and would not help organizations such as yours in terms of increased activity.

**Mr. Niedermaier:** What we have said is that there would have to be a tie to activity. In other words, they would only qualify to get a reduction in royalty or an increase in the PGRT refund for each dollar invested. In other words there would be a tie to activity.

**Senator Hays:** Could you refine that a little bit? You cannot dedicate to activity all of the increased cashflow that would result from the program. The bank has to get something or it would be justified in not continuing to look favourably on the energy industry as a customer.

**Mr. Niedermaier:** Mr. Chairman, I would like to ask Mr. Williams to explain that a little further.

**Mr. Jack Williams, Past President, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:** The Richards type of proposal, of \$25 a barrel after May 1, would satisfy us in that it would be activity oriented. At least in the short term it should satisfy the banks, or whoever was investing with the producer, in that they have a guaranteed down-side, and, if the project is viable, one should be able to structure it in such a way that the bank will finance it.

**Senator Hays:** At \$25 a barrel.

**Mr. Williams:** It is not directed towards solving the problems that they have gotten themselves into by advancing cash to people who now cannot service their debt because of the reduced price of crude. I think that is a different problem.

**Senator Hays:** Your recommendation, though, as I understood it, was not the Richards proposal; it was a two-price system.

**Mr. Williams:** Essentially that is what we are suggesting, yes.

**Senator Hays:** The Richards proposal is an incentive price of \$25 for all production that comes on after May 1. He also quantified the cost at about .6 cents a litre, as I recall. Have

**[Traduction]**

Monsieur le président, honorables sénateurs, voilà qui conclut nos remarques officielles.

**Le président:** Je vous remercie, monsieur Niedermaier. Je suis certain que votre exposé et la documentation que vous nous avez remise susciteront une discussion. J'invite le sénateur Hays à poser la première question.

**Le sénateur Hays:** Merci, monsieur le président. Ma première question concerne le financement. J'aimerais vous entendre dire comment le système que vous recommandez pour régler le problème immédiat du prix à la production fonctionnerait dans le contexte des problèmes auxquels font face les banques en ce moment. Elles ont beaucoup en jeu. Elles semblent se préoccuper du financement des activités et la plupart des prospecteurs, surtout les petits, ont compté dans une certaine mesure sur une marge de crédit et, d'après ce que j'ai entendu, la situation est très incertaine en ce moment, et ils craignent que tout programme mis en place par le gouvernement ne fasse simplement que constituer un apport de fonds aux banques et n'aide pas les entreprises comme la vôtre à accroître son activité.

**M. Niedermaier:** Ce que nous avons dit, c'est qu'il devrait y avoir un lien avec l'activité. En d'autres termes, les producteurs ne pourraient obtenir qu'une réduction des redevances ou une augmentation du remboursement de la TRPG pour chaque dollar investi. Bref, ces mesures devaient être liées à l'activité.

**Le sénateur Hays:** Pourriez-vous préciser un peu? On ne peut consacrer à l'activité toute la marge d'autofinancement qui résulterait de ce programme. Les banques doivent obtenir quelque chose, sinon elles auraient raison de ne pas continuer de considérer d'un œil favorable l'industrie énergétique en tant que client.

**M. Niedermaier:** Monsieur le président, je demanderai à M. Williams d'approfondir un peu cette question.

**M. Jack Williams, ancien président, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:** La proposition de M. Richards concernant le prix minimum de 25 \$ le baril commercialisé après le 1<sup>er</sup> mai nous satisferait parce qu'elle encouragerait l'activité. Du moins à court terme, elle devrait satisfaire les banques ou ceux qui investissent chez les producteurs parce qu'ils auraient une garantie et, si le projet était viable, on pourrait le structurer de façon que les banques le financent.

**Le sénateur Hays:** A 25 \$ le baril.

**M. Williams:** Cette proposition ne vise pas à résoudre les problèmes qu'elles se sont créés elles-mêmes en avançant des fonds à des personnes qui ne peuvent rembourser leur dette à cause de la réduction des prix du brut. J'estime que c'est un problème différent.

**Le sénateur Hays:** Donc, si j'ai bien compris, votre recommandation n'était pas la même que la proposition de M. Richards; c'était un système de double prix.

**M. Williams:** Oui, c'est essentiellement ce que nous proposons.

**Le sénateur Hays:** La proposition Richards est un prix minimum de 25 \$ pour toute la production commercialisée après le 1<sup>er</sup> mai. Son auteur a également quantifié le coût à environ 6

[Text]

you done that for your proposal? If the consumer were to bear the full cost—and I don't know how far out he went—

**Mr. Williams:** We haven't gone that far. What we are suggesting is that, if all crude discovered or brought on stream after May 1 of this year were priced at \$25 a barrel, it would provide an incentive for people to go out and look for new reserves.

**Senator Hays:** All crude?

**Mr. Williams:** New crude; new production.

**Senator Hays:** And that is your recommendation.

**Mr. Williams:** Yes, and that is, as I understand it, the Richards recommendation.

**Senator Hays:** It is, yes. I am sorry, but when you said "two-price" I thought that you were going—

**Mr. Williams:** Well, there would be a two-price system existing; the old—

**Senator Hays:** The old and the new oil.

**Mr. Williams:** The old would go to market prices.

**Senator Hays:** I understand now. I thought that by "two-price" you meant two-pricing right now.

You have dwelled on the subject of jobs I think wisely, because people, particularly politicians, are sensitive to loss of jobs. Have you done an overall calculation on job cost? You have been fairly specific to your industry, but going back to earlier times when complaints were being made about the National Energy Program, and so on, there were some studies done by IPAC, CPA—and, perhaps you were involved in them—which quantified the number of jobs per billion dollars of spending. Have you any information on that? I am trying to find out whether or not there is a rule of thumb.

**Mr. Niedermaier:** Possibly I could ask Mr. Herring to comment on that.

**Mr. Don Herring, Managing Director, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:** We haven't done anything like that. The jobs that we cite in this summary were taken a survey that we participated in with both the federal government side the Alberta government.

**Senator Hays:** Would you look at your "Rigs Available, Rig Drilling" table, please. On the third page in, you project for 1986 the highest number of rigs available since 1977. Is that because rigs are continuing to be manufactured and are continuing to come into Canada from the U.S.? Why is that? I am curious as to why that projection is there of the highest number of rigs to be available in 1986 than we have had since 1977.

**Mr. Niedermaier:** In 1980 we had the highest number of rigs, and then in 1981 the rigs started to move to the U.S. Some that were existing and some that were just being built moved to the U.S. because of their activity. On September 1,

[Traduction]

dixièmes de cent le litre, si je me souviens bien. Feriez-vous cela pour votre projet si le consommateur devait en assumer le coût entier?—et je ne sais pas jusqu'où il est allé.

**M. Williams:** Nous ne sommes pas allés si loin. Ce que nous proposons, c'est que si tout le brut découvert ou commercialisé après le 1<sup>er</sup> mai de cette année était vendu à 25 \$ le baril, il fournirait un stimulant pour chercher de nouvelles réserves.

**Le sénateur Hays:** Le brut?

**M. Williams:** Le nouveau pétrole brut; la nouvelle production.

**Le sénateur Hays:** Et c'est votre recommandation.

**M. Williams:** Oui, et c'est, si j'ai bien compris, la recommandation Richards.

**Le sénateur Hays:** C'est cela. Je regrette, mais lorsque vous avez dit un système de double prix, j'ai cru que vous alliez...

**M. Williams:** Eh bien, il y aurait un système de double prix, l'ancien...

**Le sénateur Hays:** L'ancien et le nouveau pétrole.

**M. Williams:** L'ancien pétrole se vendrait aux prix du marché.

**Le sénateur Hays:** Je comprends maintenant. Je croyais que par «deux prix» vous entendiez un double prix maintenant.

Vous vous êtes attardé à la question des emplois et à juste titre, je pense, car la population—et en particulier les hommes—sont sensibles à la question des pertes d'emploi. Avez-vous fait une évaluation globale du coût en terme d'emplois? Vous avez été passablement précis dans le cas de votre industrie, mais à une époque antérieure, alors que le Programme énergétique national faisait l'objet de plaintes, des études ont été effectuées par l'APIC et l'ACP—dans lesquelles vous avez peut-être joué un rôle—qui quantifiaient le nombre d'emplois par milliard de dollars de dépenses. Avez-vous des informations à ce sujet? J'essaie de savoir s'il existe ou non une méthode empirique.

**M. Niedermaier:** M. Herring pourrait peut-être vous répondre.

**M. Don Herring, directeur de la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:** Nous n'avons fait aucune évaluation de ce genre. Le nombre d'emplois mentionné dans ce sommaire provient d'un sondage auquel nous avons participé avec les gouvernements fédéral et albertain.

**Le sénateur Hays:** Voulez-vous regarder votre tableau intitulé «tours de forage disponibles». Vous prévoyez que 1982 sera l'année où il y aura le plus grand nombre de tours de forage disponibles depuis 1977. Est-ce parce qu'on continue de construire des tours aux États-Unis et qu'il en arrive toujours au Canada? Quelle en est la raison? J'aimerais savoir pourquoi on prévoit qu'il existera en 1986 le nombre le plus élevé de tours depuis 1977.

**M. Niedermaier:** En 1980, nous avions le nombre le plus élevé de tours de forage, puis en 1981, on a commencé à les transporter aux États-Unis—certaines étaient déjà construites, d'autres étaient en construction—en raison du niveau d'acti-

[Text]

1984, I believe we had a total of 494 rigs in our fleet. Then some of the rigs moved back from the U.S. and as of now we have 571 rigs in our fleet which is the highest amount that we have had.

**Senator Hays:** That is even higher than you show on the table.

**Mr. Niedermaier:** Yes, because, if you look at the table, that is just a projected level.

**Senator Hays:** Yes. Even if programs are forthcoming from the two levels of government—and we hope they will be—which will ease some of the problems that we have, it is still going to be bad if we have a continued low price. What is happening to those rigs? What is likely going to occur there?

**Mr. Niedermaier:** In our presentation we did state that there would have to be some rationalization because there are too many rigs for the activity that we see forthcoming.

**Senator Hays:** What kind of rationalization? Are they going to dismantle? I guess the U.S. market, from what we hear, is even worse than the Canadian market for drilling contractors.

**Mr. Niedermaier:** It is devastating down there.

**Senator Hays:** How will it be rationalized? You have given us the job scenario, and so on, I guess that is the answer, is it: Those jobs just disappear?

**Mr. Niedermaier:** I guess some rationalization would happen through mergers, and from that some of the rigs would be used for parts and pieces and others would be bankruptcies.

**Senator Hays:** I guess we all assume that it will happen sooner or later, but assuming that we get a dramatic increase in price and that that occurs after you have rationalized, how quickly can you respond? Can we develop new rigs fairly fast?

**Mr. Niedermaier:** I think in the last turndown people were able to respond fairly rapidly. I don't think that would happen this time, because the suppliers, or rig manufacturers, are really hurting.

**Senator Olson:** I would like to ask a question or two about how the most effective kind of help could be used, because it seems to me that there is a pretty significant difference between your interest in how the method of assistance should be directed and the interest of the oil companies, particularly the smaller Canadian oil companies, because it is clear that what you are talking about is activity related—I suppose so that your companies can be busy and have contracts to do drilling, whether it is development or exploration, or whatever. But the oil companies need some assistance—or, at least they claim they do—from the devastating situation that exists. That is not necessarily activity related, because that means they would have to spend more to collect. Is it not in your interests that many of these companies, to put it bluntly, survive, otherwise you will be reduced by a significant number of Canadian companies in the future.

[Traduction]

vité. Le 1<sup>er</sup> septembre 1984, je crois que notre parc en comptait en tout 494. Ensuite, certaines sont revenues des États-Unis, si bien que nous en avons maintenant 571, soit le nombre le plus élevé dont nous ayons jamais disposé jusqu'ici.

**Le sénateur Hays:** C'est encore plus que ce qu'indique le tableau.

**M. Niedermaier:** Oui car le tableau est une projection.

**Le sénateur Hays:** Oui. Même si des programmes émanent des deux niveaux de gouvernement, et nous espérons que ce sera le cas car cela atténuera certains de nos problèmes, la situation demeurera mauvaise si les prix restent bas. Qu'advient-il de ces tours de forage? Qu'est-ce qui risque de se produire?

**M. Niedermaier:** Dans notre exposé nous indiquons qu'il faudra procéder à une certaine rationalisation, car il y a trop de tours pour le niveau d'activité prévu.

**Le sénateur Hays:** Comment l'entendez-vous? Va-t-on en démanteler? Je crois savoir qu'aux États-Unis la situation est encore pire pour les entrepreneurs en forage qu'au Canada.

**M. Niedermaier:** La situation est dramatique là-bas.

**Le sénateur Hays:** Comment va-t-on rationaliser? Vous avez exposé un scénario dans le cas des emplois, etc. Je suppose que c'est là qu'est la réponse: Ces emplois vont disparaître?

**M. Niedermaier:** Je pense qu'on procèdera à des fusions: certaines tours seront démantelées pour en utiliser les pièces; dans d'autres cas, ce sera la faillite.

**Le sénateur Hays:** Je suppose que nous nous attendons tous à ce que tôt ou tard il y ait une augmentation considérable des prix, mais supposons que cela survienne après la rationalisation. Avec quelle rapidité pourriez-vous réagir? Pourrions-nous installer de nouvelles tours de forage assez rapidement?

**M. Niedermaier:** Je pense que lors du dernier ralentissement d'activité la réaction a été assez rapide. Je ne crois pas que cela se reproduira cette fois-ci car les fournisseurs, ou les fabricants de tours de forage, sont vraiment en mauvaise position.

**Le sénateur Olson:** J'aimerais poser une question ou deux sur la meilleure utilisation possible de l'aide, car il me semble qu'il y a une différence assez marquée entre notre conception de l'aide à accorder et celle des compagnies pétrolières, en particulier les petites compagnies canadiennes, car il est clair que ce dont vous parlez concerne l'activité pétrolière, je suppose, une aide qui permette à vos compagnies de demeurer actives et de continuer à obtenir des contrats de forage, qu'il s'agisse d'aménagement ou de prospection ou quoi que ce soit. Mais dans le cas des compagnies pétrolières, il faudrait une aide, ou du moins c'est ce qu'elles disent, qui leur permette de se sortir de la situation dramatique où elles se trouvent actuellement. Les compagnies pétrolières prétendent qu'elles ont besoin d'aide pour sortir de cette situation. Ce ne serait pas nécessairement lié à l'activité pétrolière, car cela signifie qu'il leur faudrait dépenser davantage pour recevoir. N'est-il pas dans votre intérêt qu'une bonne partie de ces compagnies survive, ni plus ni moins, sinon le nombre de compagnies canadiennes sera sensiblement moindre à l'avenir.



[Text]

**Mr. Niedermaier:** Mr. Chairman, that is correct. In our presentation we said that any help that comes has to come in two ways: Partly in cash flow; and the rest activity-oriented because our members only go to work when there is work.

**Senator Olson:** You talk about a NORP which is, in essence, a new oil reference price, although you may not like that term. If there is a NORP set up and you are prepared to pay for that with a continuation of the PGRT, is that what I understood from what you said on page 14?

**Mr. Niedermaier:** What we are saying is that if there is a thought of eliminating the PGRT and of the producing companies reducing royalties, we are saying that rather than reducing the royalties and eliminating the PGRT, we should tie part of it to activity and give the rest as cash flow or a reduction in costs.

**Senator Olson:** I hope you will understand there is a little humour involved in my comment although it is deadly serious—you, in the oil business are now acting more like farmers.

**Mr. Williams:** Most of us came from the farm.

**Senator Hays:** Don't go back.

**Senator Olson:** We now have a price in Edmonton for oil that is based on price in Chicago or Cushing but they subtract all the costs from Chicago back to Edmonton. For anything going the other way they add the freight but they subtract it when they set the price of oil. That is how farmers have been acting for years. It does not seem to me that there is any real need for that because there is a market in Canada large enough to buy all the oil that is produced in Canada. It seems to me that we are going down this road of deregulation and what we are doing is transferring the decision-making to someone in the international market and we are not quite sure who that is, sometimes it may be Sheik Yamani and sometimes it is someone else. Is that the kind of structure you would like? When you look at what farmers got themselves into, is that where you want to go?

**Mr. Niedermaier:** I guess we would like to preach "buy Canadian."

**Senator Olson:** You mean Canadian made policies or prices and policies made in Canada.

**Mr. Williams:** It is very easy for us to sit here and set policies for our customers which are the producers, although I am not sure it is appropriate for us to do that. We were more interested in presenting the problems from our viewpoint which are a result of some of these recent changes. I personally do not believe that we can isolate ourselves from the world markets because we tried that several times and it did not work. I think that government, with a broad and collective view, has to look at where they want the country to be down the road. In their collective wisdom, if that takes a "made in Canada" price, then so be it, but I do not think it can be entirely made in Canada, it has to be tempered in some manner.

[Traduction]

**M. Niedermaier:** C'est exact, monsieur le président. Nous disons dans notre exposé que tout aide doit prendre deux formes: en partie sous forme de marge brute d'autofinancement et le reste orienté vers l'activité car nos membres ne vont au travail que lorsqu'il y en a.

**Le sénateur Olson:** Vous parlez du prix de référence du nouveau pétrole qui est, essentiellement, le prix du nouveau pétrole, bien que vous n'aimiez peut-être pas l'expression. Si on établit un prix de référence du nouveau pétrole, vous êtes disposé à le payer et à continuer de payer la TRGP, si j'ai bien compris ce que vous dites à la page 14?

**M. Niedermaier:** Ce que nous disons, c'est que si on songe à supprimer la TRPG et à réduire les redevances des compagnies pétrolières, au lieu de cela, une partie de ces redevances et taxes devrait être liée à l'activité et le reste être donné sous forme de marge brute d'autofinancement ou de réduction des coûts.

**Le sénateur Olson:** J'espère que vos comprendrez l'humeur que je mets dans ce que je vais dire, quoique ce soit très sérieux: les entreprises pétrolières agissent actuellement comme des agriculteurs.

**M. Williams:** La plupart d'entre nous venons de la ferme.

**Le sénateur Hays:** N'y retournez pas.

**Le sénateur Olson:** Le prix du pétrole à Edmonton est actuellement basé sur celui de Chicago ou de Cushing, mais on en soustrait tous les coûts qui s'ajoutent entre Chicago et Edmonton. Si le pétrole est transporté dans l'autre sens, on ajoute les frais de transport, mais on les soustrait au moment de fixer le prix du pétrole. C'est ainsi que procèdent les agriculteurs depuis des années. Il ne m'apparaît pas vraiment nécessaire de procéder ainsi car le marché canadien est suffisamment important pour acheter tout le pétrole produit au Canada. Il me semble que nous nous acheminons vers la déréglementation et, en fait, nous transférons le pouvoir décisionnel à quelqu'un d'autre sur le marché international, sans savoir exactement qui; à un moment donné ce peut être le cheik Yamani, plus tard ce sera un autre. Est-ce le genre de structure que vous souhaitez? Voulons-nous nous retrouver dans la même situation que les agriculteurs?

**M. Niedermaier:** Je suppose que nous sommes partisans de la politique «d'achat chez nous».

**Le sénateur Olson:** Vous voulez dire des politiques établies au Canada ou des prix et politiques établis au Canada.

**M. Williams:** Il nous serait très facile d'établir ici des politiques à l'intention de nos clients, qui sont les producteurs, mais je ne suis pas certain que ce soit indiqué. Nous tenons d'abord à exposer notre conception des problèmes qui résultent de certains changements récents. Je ne crois pas que nous puissions nous isoler des marchés mondiaux; nous avons essayé de le faire à plusieurs reprises, mais sans succès. Je pense que le gouvernement doit avoir une large vue d'ensemble et définir l'avenir collectif. Si collectivement, dans sa sagesse, il juge que les prix doivent être établis au Canada, qu'il en soit ainsi, mais je ne crois pas que ce soit possible; il faut qu'intervienne un pondérateur quelconque.

## [Text]

**Senator Olson:** I think you have given a reasonable response. I just wonder where you stand with respect to this matter of whether or not you would like to continue down this road of deregulation to the point where policies and prices are going to be set by someone outside of this country, or would you like some influence by Canadians in governing themselves to have some influence on these matters?

**Mr. Williams:** I believe the Western Accord did provide for that on both sides. Governments, in the broader sense, do have the ability to move in in the event of violent price movement in either direction. That was anticipated. From the contractors' viewpoint, a high made-in-Canada price is ideal.

**Senator Olson:** You have said that was provided for, and I believe it was in Article 9, but my impression is that they have not done that.

**Mr. Williams:** As yet, they have not, but the mechanism is in place.

**Senator Olson:** Do you think they ought to?

**Mr. Williams:** Now we are trying to predict Sheik Yamani's mind and I am not sure the time is right for that.

**Senator Olson:** I was talking about the Canadian government having some influence and not about what Sheik Yamani wants to do, because he was honest enough when he stated clearly that he is going to increase Saudi Arabia's share of the world market and that if it takes a lot of production to that at discounted prices, he is prepared to do it. However, we are not quite sure what the Canadian government is prepared to do in defence of a very important sector, that is, the energy sector.

**Mr. Williams:** Our recommendation is quite straightforward: It is for a minimum \$25 U.S. per barrel price for production brought on after May 1 of this year. That would be a government set price.

**Senator Olson:** I believe you have already acknowledged that that does not do very much for the oil companies in terms of their existing production and their existing debt load which they are now carrying.

**Mr. Williams:** Again I would go back to what I said earlier: I think it is inappropriate for us to attempt to set policies.

**Senator Olson:** But you can be like us and say what your preference of policy may be. We are not going to set them in any event.

**Mr. Williams:** I suppose we could, but you, unlike us, do not have to go back and sell to those people.

**Senator Olson:** I do not think you understand politics if you think we do not have to sell.

**Mr. Niedermaier:** We feel that at \$25 a barrel the smaller companies can go out and raise capital because they can show a rate of return to the investor.

**Senator Olson:** The price has been changed several times. I believe in the first instance the NORP was set at a price for oil after some date in 1980 and then it was moved back to 1974.

## [Traduction]

**Le sénateur Olson:** Je pense que vous avez bien répondu. J'aimerais savoir si vous souhaitez qu'on donne suite à la déréglementation jusqu'au point où les politiques et les prix seraient établis à l'extérieur du Canada ou souhaitez-vous que les Canadiens continuent d'exercer une certaine influence en la matière?

**M. Williams:** Je crois que l'Accord de l'Ouest a prévu les deux possibilités. De façon plus générale, les gouvernements ont la possibilité d'intervenir en cas d'écart marqué des prix dans un sens ou l'autre. Cela a été prévu. Du point de vue des entrepreneurs, un prix élevé fixé au Canada est ce qui peut survenir de mieux.

**Le sénateur Olson:** Vous dites que cela était prévu, et je pense que c'était à l'article 9, mais j'ai l'impression que les gouvernements n'ont rien fait de tel.

**M. Williams:** Jusqu'à maintenant non, mais le mécanisme est en place.

**Le sénateur Olson:** Croyez-vous qu'ils le devraient?

**M. Williams:** Nous essayons maintenant de lire dans la pensée du cheik Yamani et je ne pense pas que ce soit le moment.

**Le sénateur Olson:** Je parlais de l'influence que pourrait exercer le gouvernement canadien et non pas de ce qu'entend faire le cheik Yamani, qui a fait preuve de suffisamment d'honnêteté lorsqu'il a déclaré qu'il allait accroître la part du marché mondial de l'Arabie Saoudite et que s'il faut pour cela produire davantage à un prix moindre, il y est disposé. Toutefois, nous ne savons pas très bien ce que le gouvernement canadien est prêt à faire pour défendre un important secteur, celui de l'énergie.

**M. Williams:** Notre recommandation est franche: nous recommandons de fixer à 25 \$ le prix du baril de pétrole produit après le 1<sup>er</sup> mai de cette année. Ce prix serait fixé par le gouvernement.

**Le sénateur Olson:** Je pense que vous avez déjà admis que cela n'aiderait pas beaucoup les compagnies pétrolières pour ce qui est de leur production actuelle et de leur endettement.

**M. Williams:** Je vous rappelle ce que j'ai déjà dit: je pense qu'il n'est pas indiqué de tenter d'établir des politiques.

**Le sénateur Olson:** Mais comme nous, vous pourriez indiquer vos préférences. De toute façon nous n'allons pas établir de politiques.

**M. Williams:** Je pense que ce serait possible, mais contrairement à nous, vous n'avez pas à retourner auprès des gens pour leur vendre du pétrole.

**Le sénateur Olson:** Je ne pense pas que vous compreniez bien la politique si vous croyez que nous n'avons pas à vendre.

**M. Niedermaier:** Nous estimons qu'à 25 \$ le baril, les petites compagnies pourront mobiliser des capitaux car elles seront en mesure d'assurer un taux de rendement aux investisseurs.

**Le sénateur Olson:** Le prix a changé plusieurs fois. Je crois que le prix de référence du nouveau pétrole a été fixé au cours

[Text]

There is another idea around that there be a higher price set for a certain minimum or maximum quantity for each oil company. Have you a view on whether or not some of those policies might be useful for the whole Canadian industry including the drilling contractors and the people you get your business from, that is, some of the Canadian companies.

**Mr. Herring:** Mr. Chairman, the reason we presented the proposal as we did was from the perspective, first of all, that if this problem persists much longer than something like two years, Canadian companies and the Canadian public in the industry will have to take a much different view of the problem as opposed to a short-term pricing difficulty. After all, if the long-term price of crude oil internationally is \$10 U.S., then there is probably nothing in this paper or nothing that you have heard in your hearings up to date which will make much sense with respect to oil sands and offshore oil. If we begin with the perspective that this may be a problem which will last longer than one or two years, then very little makes sense.

Secondly, when looking at the proposals put forward by other interested groups, the long and short of it is that the industry in general has suffered a severe reduction in price, so it has a cash flow problem and it has a problem managing its debts. The natural solution, particularly when speaking in terms of the operating industry, is to try to get some money back. There are a couple of ways to do that; you can drop the taxes or you can drop the royalties. As soon as that is done, the first thing that happens is that if you are in debt, you satisfy the debt, which means that the money goes to the banks. Our concern is that it will not come to us. It seems to us that, if there is any attempt to solve these problems realistically, it should not include a revenue tax, whether that be by way of royalty or federal tax. That puts an extra burden on an industry that has watched its cash flow drop by half.

I suppose there is some merit to the position that they cannot afford an extra tax, or, at the very least, that they are in a financial position that is uncomfortable and perhaps even threatening. Our concern is that when the problem is addressed, the cash flow concern of the industry must be taken into account. However, if the cash flow problem is the only one addressed, it is likely that the service industry will have to wait for the generation of additional activity, which will also affect employment levels. We suggest the entertainment of a solution that is split in half, so to speak, so as to address the cash flow problem that is fundamental but, at the same time, to address the activity side of things so that employment levels are not affected.

**Senator Olson:** I appreciate that reply. How large do you think the so-called fleet ought to be to accommodate Canada's requirements? You say that it is at around 571 now. Do you think that we are going to have exploration and development activity that will warrant a fleet of that size?

[Traduction]

en vigueur à une certaine date après 1980 et qu'il a ensuite été ramené à celui de 1974.

Il y a une autre idée dans l'air, à savoir que l'on devrait fixer un prix plus élevé pour une quantité minimale ou maximale de pétrole pour chaque compagnie. Croyez-vous que certaines de ces politiques pourraient être utiles à l'industrie canadienne, y compris les entrepreneurs en forage et ceux avec qui vous faites affaire, c'est-à-dire certaines compagnies canadiennes.

**M. Herring:** Monsieur le président, la proposition que nous avons formulée l'a été dans la perspective où, tout d'abord, si ce problème persiste pendant plus de deux ans, les compagnies canadiennes et les Canadiens qui ont des intérêts dans l'industrie ne pourront plus le considérer comme s'il s'agissait uniquement d'un problème de prix à court terme. Après tout, si le prix international à long terme du pétrole brut reste à 10 \$ U.S., aucune des mesures contenues dans ce document ni celles qui vous ont été proposées aux audiences antérieures au sujet des sables bitumineux et du pétrole au large des côtes n'auront plus aucun sens. Si nous partons du point de vue selon lequel le problème durera beaucoup plus longtemps qu'un an ou deux, les mesures proposées n'auront plus grand sens.

Deuxièmement, quand on examine les propositions formulées par d'autres groupes d'intérêts, on constate qu'elles se réduisent au fait que l'industrie en général a souffert d'une réduction marquée des prix, si bien qu'elle éprouve maintenant des problèmes d'autofinancement et de gestion de sa dette. La solution naturelle, particulièrement en ce qui concerne l'industrie d'exploitation, est d'essayer de récupérer de l'argent. Il y a plusieurs façons de le faire; on peut notamment réduire les taxes ou les redevances. Dès que ce sera fait, l'argent servira d'abord à éponger la dette, ce qui signifie qu'il ira aux banques. Nous craignons de ne pouvoir toucher cet argent. Il nous semble que si on doit tenter de résoudre les problèmes avec réalisme, ce ne doit pas être sous forme d'impôt sur le revenu, qu'il s'agisse de redevances ou de taxe fédérale. Ce serait imposer un fardeau supplémentaire à une industrie qui a vu sa marge d'autofinancement diminuer de moitié.

Je suppose qu'il est vrai jusqu'à un certain point de dire que les compagnies pétrolières ne peuvent supporter de taxe supplémentaire ou à tout le moins, qu'elles sont dans une situation financière inconfortable et peut-être même grave. Notre préoccupation première est de faire en sorte que lorsqu'on s'attaque au problème, on tienne compte d'abord des problèmes de trésorerie des compagnies. Toutefois, si on ne tient compte que de cet aspect, il est probable que l'industrie des services devra attendre la reprise de l'activité, ce qui se répercutera sur les niveaux d'emploi. Nous proposons une solution qui tienne compte des deux aspects; le problème de l'autofinancement est fondamental, mais aussi l'activité, de sorte que l'emploi n'ait pas à en souffrir.

**Le sénateur Olson:** J'apprécie votre réponse. Quelle devrait être l'importance de ce qu'on appelle le parc pour répondre aux besoins du Canada? Vous dites qu'il compte actuellement 571 tours. Croyez-vous que l'exploration et l'aménagement justifieront un parc de cette importance?



[Text]

**Mr. Niedermaier:** No, I think there are too many rigs. There is no doubt that in today's market, or for the foreseeable future, there are too many rigs.

**Senator Olson:** What about the potential for enough success to warrant investment in supplying a larger share of Canada's requirements, or at least enough to offset the decline in the fields that are in production now?

**Mr. Niedermaier:** In terms of the previous cycles of activity, I suppose that we would feel comfortable at around a level of 400.

**Senator Lefebvre:** Further to the questions put by Senator Olson, I am trying to understand your recommendation with respect to the price of \$25 U.S. per barrel. You suggest a secured price of, for example, \$25 U.S. per barrel for all new oil discovered after May 1. Nobody seems to know how long the present price levels will remain in effect. Mr. Taylor of Shell Canada said that they could remain at this level for up to four years. I suppose that \$25 U.S. is roughly \$35 Canadian. What is the average price in Canada right now for crude?

**Mr. Niedermaier:** I believe it is running around the \$21 Canadian range; that is as of last weekend.

**Senator Olson:** That is at Edmonton?

**Mr. Niedermaier:** Yes.

**Senator Lefebvre:** It is \$21 Canadian and you are recommending \$25 U.S., which is roughly \$35 Canadian. Would the difference be paid out of the general revenue fund of the federal and provincial governments or would it be paid through a tax at the gas pump, which burden falls ultimately on the consumer? Could you elaborate on how the difference between \$21 and \$35 per barrel would be paid?

**Mr. Niedermaier:** In our presentation, we said that there have been suggestions that the producing provinces should reduce the royalties. We suggest that they not be reduced completely in cash but that some of that money should be used to subsidize the price. That could also be done with the gradual elimination of the PGRT.

**Senator Lefebvre:** In that respect, you are recommending that 75 per cent of the reduction of the PGRT would take the form of cash or tax elimination, with 25 per cent taking the form of an activity credit. I am confused because in some places you have said that we ought not to reward activity, we should just reward success, yet here you talk of an activity credit. On the royalty reduction, you state that whatever target of relief is contemplated, only 25 per cent of the reduction should be in the form of cash, with the balance used to fund activity price, activity extension, etc. I repeat that I am a little confused because on the one hand you talk about rewarding only success and, on the other, you talk about an activity credit.

**Mr. Niedermaier:** The way we see it is that we have to give some cash flow to the operators but we want to tie some of the

[Traduction]

**M. Niedermaier:** Non, je pense qu'il y a trop de tours de forage. Je pense que compte tenu de l'état actuel du marché ou même de ce qu'il sera dans un avenir prévisible, il y en a trop.

**Le sénateur Olson:** Et compte tenu du potentiel voulu pour assurer un niveau de succès suffisant pour justifier des immobilisations permettant de répondre à une part plus grande des besoins du Canada ou au moins suffisantes pour compenser le déclin dans les gisements actuellement productifs?

**M. Niedermaier:** Compte tenu des cycles antérieurs d'activité, je suppose que 400 tours seraient suffisantes.

**Le sénateur Lefebvre:** Pour faire suite aux questions du sénateur Olson, j'essaie de comprendre votre recommandation concernant le baril de pétrole à 25 \$ U.S. Vous posez un prix assuré de 25 \$ U.S. par baril pour tout le nouveau pétrole découvert après le 1<sup>er</sup> mai. Personne ne sait apparemment combien de temps les prix se maintiendront au niveau actuel. M. Taylor, de Shell Canada, a dit qu'ils pourraient y rester encore quatre ans. Vingt-cinq dollars U.S. doivent correspondre à peu près à 35 \$ canadiens. Quel est actuellement le prix moyen du baril de pétrole brut au Canada?

**M. Niedermaier:** A la fin de la semaine dernière, je pense qu'il était autour de 21 \$ canadiens.

**Le sénateur Olson:** A Edmonton?

**M. Niedermaier:** Oui.

**Le sénateur Lefebvre:** Il est de 21 \$ canadiens et vous recommandez de le fixer à 25 \$ U.S., soit environ 35 \$ canadiens. Est-ce que la différence serait prise sur le fonds de revenu général des gouvernements fédéral et provinciaux ou serait-elle versée sous forme de taxe à la pompe, qui retombe, en fin de compte, sur le consommateur? Pourriez-vous nous expliquer comment la différence entre 21 \$ et 35 \$ le baril serait payée?

**M. Niedermaier:** Dans notre exposé, nous disions qu'on a proposé que les provinces productrices réduisent les redevances. Nous suggérons que ces redevances ne soient pas entièrement transformées en argent liquide, mais qu'une partie serve à subventionner les prix. On pourrait aussi éliminer graduellement la TRPG.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous recommandez à cet égard que 75 p. 100 de la réduction de la TRPG s'opère sous forme de liquidités ou en supprimant la taxe, et que 25 p. 100 prenne la forme de crédit basé sur l'activité. Je ne comprends plus très bien, car à un moment donné vous avez dit qu'il ne fallait pas récompenser l'activité, mais seulement le succès; or vous parlez maintenant de crédit à l'activité. Pour ce qui est de la réduction des redevances, vous déclarez que quelque soit le niveau de réduction visé, seulement 25 p. 100 de cette réduction devrait se faire sous forme de liquidités, le reste devant servir à financer le prix basé sur l'activité, l'accroissement d'activité, etc. Je dois dire que je suis quelque peu embrouillé car, d'une part, vous parlez de récompenser seulement le succès et d'autre part, vous recommandez un crédit basé sur l'activité.

**M. Niedermaier:** Selon nous, il faut améliorer la marge d'autofinancement des exploitants, mais nous voulons qu'une

*[Text]*

money to activity. We have, therefore, broken it down and said that on the royalty reductions, 25 per cent goes on cash flow, and the other 75 per cent goes for funding an activity price. On the PGRT elimination, we suggest that 75 per cent goes to cash flow and that 25 per cent goes to subsidize an activity price.

**Senator Lefebvre:** The \$35 Canadian per barrel that you spoke of is what you mean by an activity price?

**Mr. Niedermaier:** That is correct.

**Senator Lefebvre:** Are you suggesting that the gradual elimination of the royalties and the PGRT would guarantee a price of \$35 Canadian, using your formula?

**Mr. Niedermaier:** I am not sure whether we have done the complete mechanics on that because we are not sure of just what activity would be promoted by it. It is difficult to come up with an exact mathematical calculation to see if it all balances.

**Mr. Williams:** I think it is important to note that if no new crude were discovered, there would be no cost. If you assume that we are starting from zero, it would certainly provide enough funds for the first period of time.

**Senator Lefebvre:** Is there currently in Canada a surplus of crude?

**Mr. Williams:** A surplus?

**Senator Lefebvre:** To put it another way, are there many wells shut in? We have a lot of oil available right now in the form of crude, and that oil is surplus to our needs.

**Mr. Herring:** We understand that there are about 200,000 barrels per day of surplus.

**Senator Lefebvre:** There is that amount shut in?

**Mr. Herring:** Generally speaking, Canada is probably a net exporter of about 200,000 barrels a day. We happen to export a lot of heavy oil because the refineries in Canada cannot handle it. We tend to export a lot of heavy oil and we import some light oil. The shut in problem is magnified for a number of different reasons, depending upon what you are doing in the field. More importantly, from our perspective, and I think you also heard this from PanCanadian recently, is that the system of pricing that we are subject to in Canada right now is driven off the spot market; the West Texas Intermediate price translated through Chicago and back into Edmonton. Because there is no penalty associated to the refiner in the Canadian system, all of the refiners nominate for the crude oil they want on a month-by-month basis. They do not have to take it. There is no penalty associated with making the wrong forecast.

**Senator Lefebvre:** They can contract for a certain amount and decide two weeks later to cancel out?

*[Traduction]*

partie de l'argent versé soit liée à l'activité. Nous avons par conséquent réparti l'aide de la façon suivante: dans le cas de la réduction des redevances, 25 p. 100 servirait à renflouer la trésorerie et 75 p. 100 à financer le prix basé sur l'activité. En ce qui concerne la suppression de la TRPG, nous recommandons que 75 p. 100 serve à renflouer la trésorerie et 25 p. 100 à subventionner le prix basé sur l'activité.

**Le sénateur Lefebvre:** Ces 35 \$ canadiens par baril dont vous avez parlé correspondent à ce que vous entendez par prix basé sur l'activité?

**M. Niedermaier:** C'est exact.

**Le sénateur Lefebvre:** Voulez-vous dire par là que selon votre formule l'élimination graduelle des redevances et de la TRPG garantirait un prix de 35 \$ canadiens?

**M. Niedermaier:** Je ne suis pas certain que nous ayons examiné la situation sous tous ses angles parce que nous ne savons pas au juste quel niveau d'activité elle favoriserait. Il est difficile d'arriver à un calcul mathématique exact pour voir si tout s'équilibre.

**M. Williams:** Je pense qu'il est important de faire observer que si aucune nouvelle découverte de brut n'était faite, les coûts seraient nuls. En supposant que nous repartions à zéro, nous disposerions certainement de suffisamment de fonds au début.

**Le sénateur Lefebvre:** Y a-t-il actuellement au Canada un surplus de brut?

**M. Williams:** Un surplus?

**Le sénateur Lefebvre:** Autrement dit, de nombreux puits sont-ils sous-utilisés? Nous disposons à l'heure actuelle d'abondantes réserves de pétrole sous la forme de brut et ce pétrole est excédentaire.

**M. Herring:** Nous croyons savoir que l'excédent est d'environ 200 000 barils par jour.

**Le sénateur Lefebvre:** Et il s'agit de réserves souterraines?

**M. Herring:** Généralement parlant, les exportations nettes, du Canada se chiffrent à environ 200 000 barils par jour. Nous exportons une quantité énorme de pétrole brut pour la simple raison que les raffineries canadiennes ne peuvent le traiter. Nous avons tendance à exporter énormément de pétrole brut, et nous importons une petite quantité de pétrole léger. Le problème de la sous-utilisation est amplifié pour un certain nombre de raisons différentes selon ce qui se fait sur le terrain. Le plus important à notre avis, et je pense que c'est ce que vous a également dit la Pan Canadian récemment, c'est que le système de tarification auquel nous sommes actuellement assujettis au Canada découle du marché au comptant; le prix est celui du West Texas Intermediate qui nous est transmis à Edmonton en passant par Chicago. Parce qu'aucune pénalité ne leur est imposée, les raffineurs canadiens demandent tous les contingents de pétrole brut qu'ils désirent sur une base mensuelle. Ils n'y sont cependant pas astreints. Ils ne sont pas pénalisés s'ils se trompent dans leurs prévisions.

**Le sénateur Lefebvre:** Ils peuvent demander une certaine quantité de pétrole et décider deux semaines plus tard d'annuler le contrat?

[Text]

**Mr. Herring:** That's right.

**Senator Lefebvre:** Then what happens to the producers?

**Mr. Herring:** The crude stops, and the ERCB in Alberta prorations it right across all of the producers, and it gets stuck in the ground. I suppose, if you wanted to be really cynical about it, what happens is that if you can make a deal for North Sea crude and bring it into Montreal, and reduce by half the volumes that you had nominated for, then you could, as a company, become essentially a winner, because you have shut it in in Alberta without penalty and you would not have brought it in from the North Sea, for example, or anywhere else without having looked at it as a reasonable pricing option. I guess our concern is that so long as you have a system that allows you to shut it in for free, you will always have this problem—and, worse, you will have a system that tends to take a spot price and push it down to all of the contracted group—which is not what happens in the United States. The contract price in the United States is quite a lot higher than the spot price.

**Senator Lefebvre:** That is the difficulty we are having in this committee. Some of those who have come before us have said there is no such thing as a free market, and others say there is a free market and they would be crazy to pay some people less, because they would go and sell it somewhere else. This committee will have some difficulty in compiling all of this evidence into a report. I thank you for that explanation, but, from the way I understand it, there are 65,000 people involved at your end of the industry; is that right?

**Mr. Niedermaier:** That is what we estimated for our 1985 levels, yes.

**The Chairman:** Nineteen eighty-five or 1986?

**Mr. Niedermaier:** That is what we anticipated for 1985 and also 1986.

**Senator Lefebvre:** That is when 312 rigs are operating at 80 per cent; is that right?

**Mr. Niedermaier:** Well, 100 per cent.

**Senator Lefebvre:** Is that realistic?

**Mr. Niedermaier:** You do not get 100 per cent activity because of the breakup period, and all of the rest of it. So the maximum we achieve really is 80 per cent.

**Senator Lefebvre:** So realistically the 100 per cent is about 80 per cent.

**Mr. Niedermaier:** That is correct.

**Senator Lefebvre:** There are 65,000 jobs and, on the other side, there is energy security for Canadians in years to come. You are protecting Canadian jobs and your recommendation would help in securing for Canadians an adequate supply of a very important product, from the point of view of generations ahead—because if the present situation were to prevail for many years, there would be very few of you people left in the business in Canada.

**Mr. Niedermaier:** That is a very important aspect. Mr. Waye would like to comment further on that.

[Traduction]

**M. Herring:** C'est exact.

**Le sénateur Lefebvre:** Qu'arrive-t-il alors aux producteurs?

**M. Herring:** L'Energy Resource Conservation Board de l'Alberta répartit le brut entre tous les producteurs et il reste dans le sol. Si l'on veut se montrer vraiment cynique, je suppose que si, par exemple, on peut effectuer une transaction portant sur du brut de la mer du Nord et le faire acheminer à Montréal pour ensuite réduire de moitié les volumes contingents, on pourrait, en tant que société, être gagnant sur tous les plans parce qu'on serait parvenu à obtenir que les réserves ne soient pas exploitées en Alberta, sans être pénalisés, et on n'aurait pas fait venir de pétrole de la mer du nord ou d'ailleurs sans s'être assuré que le prix en était raisonnable. Ce qui, je crois, nous inquiète surtout, c'est que tant qu'il existera un système qui permette le stockage sans pénalisation, le problème continuera à se poser—et ce qui est pire encore, on aura un système qui favorise l'établissement de prix au comptant et les fait baisser pour toutes les parties aux contrats—contrairement à ce qui se fait aux États-Unis. Dans ce pays, le prix forfaitaire est beaucoup plus élevé que le prix au comptant.

**Le sénateur Lefebvre:** C'est le problème qui se pose pour le comité. Certains des témoins que nous avons entendus nous ont dit que le marché libre n'existait pas et d'autres encore qu'il y a un marché libre et qu'ils seraient fous de payer moins cher parce qu'ils iraient vendre leurs produits à quelqu'un d'autre. Le comité aura de la difficulté à compiler tous ces témoignages dans un rapport. Je vous remercie de votre explication, mais d'après ce que je crois comprendre, 65 000 personnes travailleraient dans votre secteur de l'industrie; est-ce exact?

**M. Niedermaier:** C'est le chiffre estimatif auquel nous en sommes arrivés pour 1985.

**Le président:** Mille neuf cent quatre-vingt-cinq ou 1986?

**M. Niedermaier:** C'est ce que nous avons prévu pour 1985, et pour 1986 également.

**Le sénateur Lefebvre:** Cela vaut lorsque 312 tours de forage fonctionnent à 80 p. 100? Est-ce exact?

**M. Niedermaier:** En fait, à 100 p. 100.

**Le sénateur Lefebvre:** Est-ce réaliste?

**M. Niedermaier:** Les installations ne fonctionnent jamais à 100 p. 100 à cause de la période d'interruption, etc. Le chiffre maximal serait plutôt de 80 p. 100.

**Le sénateur Lefebvre:** Lorsqu'on dit à 100 p. 100, il faudrait donc penser à environ 80 p. 100.

**M. Niedermaier:** C'est exact.

**Le sénateur Lefebvre:** Il y a d'une part les 65 000 emplois et d'autre part la sécurité en matière d'énergie pour les Canadiens au cours des années à venir. Vous protégez des emplois ici au Canada et votre recommandation permettrait de garantir aux générations à venir des réserves adéquates d'un très important produit—parce que si la situation actuelle se perpétuait pendant de nombreuses années encore, très peu d'entre vous pourraient demeurer dans l'industrie.

**M. Niedermaier:** C'est un aspect très important. M. Waye aimerait faire quelques observations à ce sujet.



[Text]

Mr. Ron W. Waye, Chairman, Service Rig Division, The Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors: President, Widney Well Servicing Ltd.: We have had a lot of discussion as to whether or not we should have a "made in Canada" price or a "free world" price, whatever that price is. I think that what we are talking about in essence is a "made in Canada" strategy. We think that there should be a "made in Canada" strategy with a time concept. Everyone agrees that the resources are finite and that the future, or the long term, whatever that is, is reasonably predictable; but we do not want to see Canada end up in a situation that is rapidly happening in the U.S., where they are now in their fifth year of low drilling activity, their resources are depleting, and they will actually be shutting in resources which they know they have but which they will never again be able to access. Their service rigs and drilling rigs are idle and will need a lot of money to repair. If a sudden upturn happened there, they would not have the trained manpower to operate their rigs or the infrastructure to support those rigs. It is a problem for them, but it is an opportunity for Canada in selling technology worldwide. Canada now, in export markets, is outselling the U.S., because for the last couple of years we have had a reasonable level of activity that supports technology and marketing, and we have the infrastructure still in place. It could disappear quickly. We have the equipment that is in better shape, more modern and in better operating condition than in the U.S. But we do not know how temporary this downturn in price will be. If it is too long, we will be in the same position as the U.S., which is a major market for resources and services. We are saying that we would like to see some kind of bridging strategy, and not a long-term philosophical discussion of whether we should have "free world" prices or "made in Canada" prices; that we should have a "made in Canada" strategy, recognizing that we have the resources, that we are sitting next to the best market in the world—but they are having problems. We have the technology, the infrastructure and the resources. We have a great opportunity. We would like to maintain the opportunity to guarantee self-sufficiency in Canada, to support and service that U.S. market, and sell our technology worldwide to places like China. I think that is what we are looking at. There should be a "made in Canada" strategy within a time context that recognizes that while it is contrary to previous oil industry suggestions of deregulation, we feel that the extreme and rapid drop in oil price demands that we go not to a change in philosophy but to a change in time frame, where there is a bridging that protects Canadian technology, Canadian resources and self-sufficiency, and there is still the opportunity to export. The market next door is in a lot of trouble, but the situation provides a great opportunity for Canada.

[Traduction]

M. Ron W. Waye, président, Service Rig Division, The Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors: président, Widney Well Servicing Ltd: Nous avons beaucoup discuté de la question qui consiste à savoir s'il nous faudrait adopter un prix «établi au Canada» ou le prix du «monde libre», quel qu'il soit. Je pense que ce à quoi nous faisons essentiellement allusion c'est à une stratégie «conçue au Canada». Nous croyons qu'il devrait exister une stratégie «conçue au Canada» assortie d'une notion de temps. Tout le monde s'entend pour dire que les ressources sont épuisables et que l'avenir est prévisible dans une mesure raisonnable, mais nous ne voudrions cependant pas que le Canada se retrouve dans une situation analogue à celle qui s'installe rapidement aux États-Unis où il se fait depuis cinq ans peu de forage, où les ressources s'amenuisent et où il est question en fait de renoncer à exploiter des ressources qu'ils savent posséder, mais auxquelles ils ne pourront désormais plus jamais avoir accès. Leurs installations de service et de forage fonctionnent au ralenti et leur réparation nécessitera énormément d'argent. Si un revirement de la situation se produisait, ils n'auraient pas la main-d'œuvre spécialisée voulue pour faire fonctionner leurs installations de forage ou l'infrastructure nécessaires pour les entretiens. C'est un problème pour eux, mais une occasion pour le Canada de vendre sa technologie à l'échelle du monde. A l'heure actuelle, le Canada vend plus que les États-Unis sur les marchés d'exportation parce qu'au cours de ces dernières années, nous avons joui d'un niveau d'activité raisonnable qui joue en faveur de la technologie et de la commercialisation, et notre infrastructure est toujours en place. Elle pourrait cependant disparaître rapidement. Notre équipement est en meilleure condition, plus moderne et en meilleur état de fonctionnement que celui des États-Unis. Nous ne savons toutefois pas dans quelle mesure la tendance à la baisse des prix est temporaire. Si elle dure trop longtemps, nous nous retrouverons dans la même situation que les États-Unis qui sont un important marché pour les ressources et les services. Nous aimerions voir adopter une quelconque stratégie provisoire plutôt que de continuer à philosopher pendant longtemps encore sur la nécessité d'adopter les prix du «monde libre» ou les prix «établis au Canada». Ce que nous voulons dire, c'est qu'il devrait y avoir une stratégie «conçue au Canada» qui tienne compte du fait que nous disposons des ressources et que nous nous trouvons à côté du meilleur marché du monde—mais qui éprouve des problèmes. Nous avons la technologie, l'infrastructure et les ressources. L'occasion est des plus intéressantes pour nous. Nous aimerions continuer à pouvoir garantir l'autosuffisance du Canada, à desservir le marché américain et à vendre notre technologie dans le monde entier à des pays comme la Chine. C'est ce que nous recherchons. Il devrait y avoir une stratégie «conçue au Canada» pour une certaine période, et bien que ce soit contraire aux propositions de déréglementation avancées antérieurement par l'industrie pétrolière, nous estimons que la baisse extrême et rapide du prix du pétrole ne va pas nous obliger à modifier nos principes, mais à changer les données de temps; il y aurait une période intermédiaire qui permettrait de protéger la technologie canadienne, les ressources et l'autosuffisance du pays tout en conservant la possibilité d'exporter. Le marché de nos voi-

[Text]

**Senator Olson:** Regarding this "bridging" that you are talking about, I appreciate your explanation of the benefits to Canada in terms of your industry and all of the other resources that are required; but who do you think should pay for that bridging?

**Mr. Niedermaier:** It would have to be shared. The smaller explorers are talking in terms of a fund that would be paid back later—in terms of a loan where there would be credits that would come back later. From a western perspective, we feel that we have credits in the bank, I guess, because of the "made in Canada" prices that existed during the high world oil prices.

**Senator Olson:** There is money in the federal treasury somewhere. It is not apparent where it is—

**Mr. Niedermaier:** No, right.

**Senator Lefebvre:** Sixty billion dollars.

**Mr. Niedermaier:** I guess there would have to be a shared price by both levels of government, oil companies and consumers.

**Mr. Williams:** I think there were taxes at the pumps for a lot less valid reasons.

**Senator Olson:** I am not arguing about that. I am wondering where you think it should be now. The next series of questions really should be: How do you think it should be applied? It might be exactly what you are saying, that we need a price something like the Canadian ownership charge that existed some time ago, to pay for what you are advocating. The longer we go into this discussion, it looks like we ought to have the NEP back.

**Mr. Williams:** I would sooner go broke, but that is a reasonable alternate from my point of view.

**Senator Olson:** It sounds a little facetious, and I know why. The more we talk about the realization of what can happen to an industry that is absolutely vital to any country and the deeper we get into it, the more we find out. When one looks at this over-zealousness for deregulation, turning the authority over to a phantom policy-maker in the international market does not seem to be such a good idea.

**Mr. Williams:** Personally, I would be quite prepared to take the downside of the market, if I was absolutely sure that I was going to get the upside. So far in this country we have not received either.

**Senator Olson:** But if you are on the downside long enough, you will not be in business when the upside comes.

**Mr. Williams:** Somebody will be.

**Senator Olson:** But that bothers some people.

**Mr. Williams:** Certainly and it bothers me. As I said, I believe that the industry as a whole would be prepared to tough it out as long as it is reasonably assured that it will get the upside.

[Traduction]

sins est en difficulté, mais la situation peut être des plus avantageuses pour le Canada.

**Le sénateur Olson:** Vous parlez d'une période intermédiaire. J'apprécie votre explication des avantages pour le Canada tant pour ce qui est de votre industrie que de toutes les autres ressources. Cependant, qui d'après vous, devrait payer la note?

**M. Niedermaier:** Il faudrait qu'elle soit partagée. Les petits prospecteurs pourraient avoir accès à un fonds à partir duquel des prêts leur seraient accordés et qu'ils rembourseraient plus tard. Quand à nous, dans l'Ouest, nous estimons que nous avons des crédits en banque, je suppose, à cause des prix «établis au Canada» qui existaient au moment où les cours mondiaux du pétrole étaient élevés.

**Le sénateur Olson:** Il y a des fonds quelque part dans le Trésor fédéral. Je ne sais trop au juste où.

**M. Niedermaier:** C'est exact.

**Le sénateur Lefebvre:** Soixante milliards de dollars.

**M. Niedermaier:** Je suppose que les deux niveaux de gouvernement, les sociétés pétrolières et les consommateurs devraient se partager les frais.

**M. Williams:** Je pense qu'on a imposé une taxe à la pompe pour des raisons beaucoup moins valables.

**Le sénateur Olson:** Je ne vous contredis pas là-dessus. Je me demandais à quel niveau, d'après vous, la taxe devrait être imposée. Cela m'amène à vous poser la question suivante: comment croyez-vous que les choses devraient fonctionner? Comme vous le dites, il se pourrait bien que nous devrions imposer une taxe analogue à la taxe d'accroissement du taux de propriété canadienne qui existait il y a quelque temps pour financer ce que vous préconisez. Plus nous discutons de la question, plus il me semble qu'il nous faudrait revenir au PEN.

**M. Williams:** Je préférerais me retrouver sur la paille, mais j'admets que c'est une solution de rechange valable.

**Le sénateur Olson:** Cela me paraît un peu facetieux, et je sais pourquoi. Plus nous parlons de ce qui peut arriver à une industrie qui est absolument vitale pour un pays et plus nous approfondissons la question, plus nous en apprenons sur elle. Quand on pense à l'intérêt déployé à l'égard de la déréglementation, il semble absurde de passer la main à un décisionnaire fantôme sur le marché international.

**M. Williams:** Personnellement, je serais prêt à accepter les inconvénients du marché si j'étais absolument certain de profiter également de ses avantages. Jusqu'à maintenant cela n'a pas été le cas ici.

**Le sénateur Olson:** Mais si les choses vont mal pendant trop longtemps, vous ne serez plus dans les affaires lorsqu'elles iront mieux.

**M. Williams:** Quelqu'un sera.

**Le sénateur Olson:** Mais cela en dérange certains.

**M. Williams:** Certainement, et cela me dérange moi. Comme je l'ai dit, je crois que l'industrie dans son ensemble serait prête à endurer la situation tant qu'elle pourrait être



[Text]

**Senator Olson:** When, in the middle of the 1990s or in the year 2000?

**Mr. Williams:** Whenever.

**Senator Hays:** The future for your industry is not that bad. At some point the United States will wake up to the fact that it is currently 60 per cent self-sufficient and that that figure may go down to 50 per cent, 40 per cent or 30 per cent. The U.S. political system is much more responsive to public feeling. The current public feeling there is that deregulation is great and that people are well-served by it. However, the Secretary of Defence, for example, may see that for strategic reasons they will be unable to carry any kind of war effort at, say, 60 per cent or 50 per cent self-sufficiency. I am concerned about what will happen at that point. The activity that will result, when they do decide to do something, will suck all you guys back into the United States and there will be nothing left in Canada. This is the point that motivated my earlier question on how quickly your industry could respond.

The industry in the United States is so much larger. If such an event is realized, how will your industry continue to serve the Canadian requirement, particularly if some enlightened policy comes forward from the federal government and the provincial governments which will give you a measure of relief from the current problem? Are my worries justified? Could we see those 571 rigs go down to 100 rigs very quickly if there was a demand in the United States? You have said that the U.S. rigs are older and that there are not as many and that drilling is a devastated industry. How is the Canadian interest going to be served at that point in time?

**Mr. Niedermaier:** In the past our sector of the industry has always reacted to any upturn and to some extent to any downturn. The current situation seems as though it will last longer than what we have experienced in the past, and that is where our concerns lie. As far as the United States is concerned, Canada has been a better place to explore. If the climate is right here the activity will gradually increase. Exploration in Canada seems to be easier than in the United States.

**Senator Hays:** If there was a dramatic increase in activity in the United States, am I correct in assuming that we would have a shortage of rigs in Canada very quickly?

**Mr. Williams:** Personally, I doubt whether we would have a dramatic increase in the United States without having a similar increase in Canada. Certainly, it could not happen in the market we have today. Probably the industries of both countries would respond together. To some extent rigs would flow to where the greatest return lies, which is what has happened over the past five years. Assuming that the demand was in Canada—and I would think that it would be—we would keep here what is here and what is required, and what is required in the United States would go there or vice versa.

[Traduction]

assurée, dans les limites du raisonnable, qu'elle profitera également de ses bons côtés.

**Le sénateur Olson:** Quand, vers le milieu des années 90 ou en l'an 2000?

**M. Williams:** Peu importe.

**Le sénateur Hays:** L'avenir de votre industrie n'est pas si mauvais. Les États-Unis devront à un moment donné se rendre à l'évidence qu'ils ne peuvent actuellement s'autosuffire qu'à 60 p. 100 et que ce chiffre pourrait bien passer à 50, 40 ou 30 p. 100. Le gouvernement américain est beaucoup plus sensible au sentiment public. À l'heure actuelle, ce dernier a l'impression que la déréglementation a du bon et qu'elle les sert bien. Cependant, le Secrétariat de la défense, par exemple, peut penser pour des raisons stratégiques que le pays ne sera pas à même de soutenir aucun effort de guerre s'il ne se suffit qu'à 60 ou 50 p. 100. Je m'inquiète de ce qui arrivera à ce moment-là. L'activité qui s'ensuivra, lorsqu'ils auront décidé de faire quelque chose, vous attirera tous aux États-Unis et il ne nous restera plus rien au Canada. C'est ce qui m'a amené à poser ma question au sujet de la rapidité avec laquelle votre industrie pourrait réagir.

L'industrie aux États-Unis est tellement plus vaste. Dans un cas semblable, comment votre industrie continuera-t-elle à répondre aux besoins canadiens surtout si le gouvernement fédéral et les provinces adoptaient une politique éclairée qui vous permette de régler une partie de vos problèmes actuels? Ai-je raison d'avoir peur? Pourrait-il arriver que le nombre des installations de forage passe de 571 à 100 très rapidement si la demande augmentait aux États-Unis? Vous avez dit que les installations de forage américaines sont plus vieilles, qu'elles ne sont pas aussi nombreuses et que l'industrie du forage est dans un état désastreux. Comment les intérêts canadiens seront-ils servis à ce moment-là?

**M. Niedermaier:** Dans le passé, notre secteur de l'industrie a toujours réagi à toute tendance à la hausse et, dans une certaine mesure, à toute tendance à la baisse. La situation actuelle semble vouloir durer plus longtemps, jamais et c'est ce qui nous inquiète. En ce qui concerne les États-Unis, le Canada a toujours été un pays plus intéressant pour y prospecter. Si le climat s'y prête, l'activité augmentera graduellement. La prospection semble plus facile au Canada qu'aux États-Unis.

**Le sénateur Hays:** S'il y avait un accroissement radical de l'activité aux États-Unis, aurais-je raison de supposer que nous assisterions très rapidement à une pénurie d'installations de forage au Canada?

**M. Williams:** Personnellement, je doute qu'il se produise aux États-Unis une augmentation radicale de l'activité qui ne s'accompagnerait pas d'une augmentation semblable au Canada. Les choses ne pourraient certainement pas se passer ainsi sur le marché tel qu'il existe aujourd'hui. Les industries des deux pays réagiraient probablement ensemble. Dans une certaine mesure, les tours de forage s'installeraient là où les profits sont les plus grands, et c'est ce qui se passe depuis cinq ans. En supposant que la demande se trouve au Canada—et je pense que ce serait le cas—nous garderions ici ce qui y existe



[Text]

**Senator Barootes:** I am interested in your innovative submission which has obviously taken a lot of deep thought on the part of an industry that is beginning to feel badly the effects of the drop in oil prices. Do any of the major producers retain their own drilling outfits and, if so, to what extent?

**Mr. Niedermaier:** As far as I know the only company that retains drilling rigs at the present time is Esso Resources. I believe that in the Beaufort Dome Petroleum has some drill ships and Gulf has one.

**Senator Barootes:** The difficulty with your industry is that you are not masters of your own destiny, that you are a totally dependent industry. Am I correct?

**Mr. Niedermaier:** That is correct.

**Senator Barootes:** Your industry is totally dependent on explorers and exploration being stimulated to engage your services.

**Mr. Niedermaier:** That is correct.

**Senator Barootes:** So in that respect, the suggestions you are making here are on how to stimulate the people who engage you?

**Mr. Niedermaier:** That is correct.

**Senator Barootes:** In presenting your brief, you are suggesting some form of stimulation which is really a subsidy to the explorers and producers of oil in Western Canada. Is that correct?

**Mr. Niedermaier:** That is correct.

**Senator Barootes:** So you are not asking for assistance for the drilling industry directly. You are really asking, how do we solve the problem that our producing companies are facing as a result of the drop in oil prices, international competition and so on. You are really here begging on their behalf, although some of the benefit will accrue, you hope, to your industry through activity. If that is so, your industry and the oil industry are not the same as the farming industry. The farming industry exports 80 per cent to 90 per cent of its grain, but we do not export 80 per cent to 90 per cent of the oil from this country.

**Mr. Niedermaier:** That is correct.

**Senator Barootes:** I believe that that is the point that Senator Olson was trying to make and that some kind of Canadian strategy for a self-contained Canadian industry may be applicable to the oil industry but not to, say, the grain industry. Am I correct?

**Senator Olson:** Exactly. I do not care whether you call it strategy or policy. It means the same to me.

**Senator Barootes:** Whatever. In each case we are taking money out of the public purse. Am I correct in that?

**Senator Olson:** Not necessarily, but go ahead.

**Senator Barootes:** For the past three weeks we have had the oil companies before us complaining that they are in a poverty-

[Traduction]

déjà et ce dont on a besoin et irait aux États-Unis ce dont ils ont besoin, ou vice-versa.

**Le sénateur Barootes:** Je m'intéresse de très près à votre présentation innovatrice qui a de toute évidence exigé énormément de réflexion de la part d'une industrie qui commence à ressentir les effets de la baisse des prix du pétrole. L'un des grands producteurs continue-t-il à exploiter ses propres installations de forage et, dans l'affirmative, dans quelle mesure?

**M. Niedermaier:** Autant que je sache, la seule société qui ait encore des installations de forage est Esso. Je crois que Dome Petroleum a également des navires de forage dans la mer de Beaufort et que Gulf en a un.

**Le sénateur Barootes:** Le problème dans votre industrie, c'est que vous n'êtes pas maîtres de votre destinée: vous êtes une industrie totalement dépendante. Ai-je raison de dire cela?

**M. Niedermaier:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Votre industrie dépend entièrement des prospecteurs appelés à retenir vos services.

**M. Niedermaier:** C'est exact.

**Le sénateur Barootes:** Ainsi, les suggestions que vous formulez ici ont pour objet d'inciter les gens à retenir vos services?

**M. Niedermaier:** C'est exact.

**Le sénateur Barootes:** Dans votre mémoire, vous proposez comme moyen une subvention aux explorateurs et producteurs de pétrole de l'ouest du Canada. Est-ce exact?

**M. Niedermaier:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Donc, vous ne demandez pas d'aide pour l'industrie du forage directement. Ce que vous cherchez en fait, c'est un moyen de régler le problème avec lequel sont aux prises nos sociétés productrices par suite de la baisse des prix du pétrole, de la concurrence internationale et ainsi de suite. Vous intervenez ici en leur nom tout en espérant je suppose qu'un regain d'activité profitera également à votre industrie. Si tel est le cas, votre industrie et l'industrie pétrolière ne sont pas dans la même situation que l'agriculture. L'industrie agricole exporte 80 à 90 p. 100 de ses céréales, mais nous n'exportons pas 80 à 90 p. 100 de notre pétrole.

**M. Niedermaier:** Vous avez raison, une fois de plus.

**Le sénateur Barootes:** Je crois que c'est le point que le sénateur Olson essayait de faire ressortir et qu'une stratégie conçue au Canada pour une industrie canadienne indépendante pourrait être valable pour l'industrie pétrolière mais non, par exemple, pour l'industrie des céréales. Ai-je raison?

**Le sénateur Olson:** Oui. Peu importe que vous parliez de stratégie ou de politique. C'est du pareil au même.

**Le sénateur Barootes:** Peu importe. Dans chaque cas, nous puissions dans les fonds publics. Ais-je raison?

**Le sénateur Olson:** Pas nécessairement, mais poursuivez.

**Le sénateur Barootes:** Au cours des trois dernières semaines, les sociétés pétrolières se sont plaintes à nous d'être dans la

[Text]

stricken state. You have suggested that some of this—may I use the word "subsidy" in a general sense, would come from the oil companies. However, they are all broke and apparently receiving almost no return on their capital investment. Most of the subsidy will have to come from the provincial and federal governments. At least that is the way I see it so far. Am I correct in those assumptions, or am I off?

**Mr. Niedermaier:** No, you are correct.

**Senator Barootes:** So you are here speaking—as the Americans used to say: "Speak for yourself, Miles Standish." However, you are actually speaking—

**Mr. Niedermaier:** We are speaking for our clients.

**Senator Barootes:** Yes, you are speaking for your clients in an effort to sustain your own industry. Do you think that there is a possibility in the next few years, even if this dreadful situation that now exists prevails, that the number of oil rigs—and I am not talking about companies; the number of oil rigs that will remain available, mothballed and otherwise—will drop to 50 per cent of the number of rigs today?

**Mr. Niedermaier:** I suppose I could answer that, Mr. Chairman, by citing a recent article in one of the trade journals out of the United States where, at one time, they were up to, I believe it was, 4,800 rigs—

**Senator Barootes:** Five thousand, I think it was.

**Mr. Niedermaier:** Yes, 5,000, and they are saying that if the industry had to go to work today, they could only muster 2,800 rigs.

**Senator Barootes:** And that is falling fast.

**Mr. Niedermaier:** Yes, that is falling fast, so perhaps your 50 per cent is even high.

**Senator Barootes:** However, we sustained our rig counts in Canada, and in western Canada in particular, by certain stimulations offered in oil exploration. If those were removed, do you think we would drop below 50 per cent? In other words, to sustain your industry, you would need to export your rigs to other areas to keep them active and busy, or your companies would fail.

**Mr. Niedermaier:** That is correct.

**Senator Barootes:** And that was the purpose of your submission, that we do have the modern technology and the modern equipment to be able to export—

**Mr. Niedermaier:** Yes, except that the world market today is not that great, so the exporting of rigs is a very limited prospect.

**Senator Barootes:** the ironic thing, to me, in your submission—and it is the only part of your submission with which I am not fully in agreement—is that you have relied on two things that I am doubtful about. One is the Richards' formula, if I may use that term. Mr. Richards has not always been accurate and successful in his predictions in the past, so we may have some hesitation in accepting this formula. That is one part.

[Traduction]

pauvreté. Vous avez suggéré qu'une partie de l'aide, ou de la «subvention», si vous aimez mieux, provienne des sociétés pétrolières. Cependant, elles sont toutes sans le sou et ne tirent apparemment presque aucun revenu de leurs investissements de capitaux. Le gros de la subvention devra être versé par les provinces et le gouvernement fédéral. Du moins, c'est ainsi que je conçois les choses. Mes suppositions sont-elles justes?

**M. Niedermaier:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Comme les Américains avaient l'habitude de dire: «Parle pour toi-même, Miles Standish.» Cependant, vous parlez en fait...

**M. Niedermaier:** Nous parlons au nom de nos clients.

**Le sénateur Barootes:** Oui, mais pour en faire profiter votre propre industrie. Croyez-vous qu'il soit possible qu'au cours des prochaines années, même si l'horrible situation actuelle persiste, que le nombre d'installations de forage—et je ne parle pas des sociétés; je fais allusion au nombre de tours qui demeureront en service, qui seront mises en réserve, etc.—diminuera de 50 p. 100 par rapport à ce qu'il est aujourd'hui?

**M. Niedermaier:** Je suppose que je pourrais répondre à cette question, monsieur le président, en citant un article paru récemment dans un magazine américain où il était dit qu'à une époque, il existait aux États-Unis jusqu'à 4 800 tours de forage, je pense...

**Le sénateur Barootes:** Le chiffre cité était de 5 000 je crois.

**M. Niedermaier:** Oui, 5 000, et il y était précisé que si l'industrie reprenait le travail aujourd'hui, elle ne pourrait récupérer que 2 800 tours.

**Le sénateur Barootes:** Et le nombre baisse rapidement.

**M. Niedermaier:** Oui et votre chiffre de 50 p. 100 est peut-être même trop élevé.

**Le sénateur Barootes:** Cependant, nous avons réussi à maintenir le nombre d'installations au Canada, et dans l'Ouest plus particulièrement, en offrant certains stimulants à la prospection pétrolière. Si ces stimulants disparaissaient, croyez-vous que leur nombre diminuerait de plus de 50 p. 100? Autrement dit, pour que votre industrie se maintienne, il vous faudrait exporter vos installations dans d'autres régions pour qu'elles fonctionnent, sinon, vos sociétés feraient faillite.

**M. Niedermaier:** C'est exact.

**Le sénateur Barootes:** Et votre mémoire dit essentiellement que nous avons l'équipement et la technologie modernes qu'il faut pour pouvoir exporter...

**M. Niedermaier:** En effet, sauf que le marché mondial actuel n'est pas aussi vaste, ce qui limite considérablement les perspectives d'exportation de tours de forage.

**Le sénateur Barootes:** Un aspect de votre mémoire me semble paradoxal; c'est d'ailleurs la seule partie avec laquelle je ne suis pas entièrement d'accord. Vous vous appuyez sur deux principes qui me semblent discutables. L'un d'eux est la formule Richards, si vous me passez l'expression. Les prévisions de M. Richards n'ont pas toujours été exactes et ne se sont pas toujours vérifiées; nous pouvons donc avoir certaines réserves à l'égard de cette formule. Voilà pour le premier point.

**[Text]**

The other part that gives me a little concern, and perhaps you could comment on it, is the fact that you believe that activity, or what I would like to refer to as wheel-spinning, might be beneficial to the industry itself. In other words, activity per se, subsidized, rather than reliance on the rewarding of success. In other words, the finding of oil. Have you any comment on that?

**Mr. Wayne:** We are not really moving against that. I think the geology and the opportunities for exploration in western Canada are well known, and I do not believe that we are suggesting the drilling of holes just to make holes.

**Senator Barootes:** In our former life, that is, before we started on the marketing end, we had other submissions in which we did have some suggestions made that, for conventional oil, the cost of exploration—in other words, of finding a new barrel of oil—is rising and rising. Yet we know today that the price of a barrel of oil is dropping and dropping, and we know that the cost of producing oil in the offshore, or, if you will, in the frontier areas, is also very costly. What would your reaction be if the only subsidization of oil was in the oil sands and in the heavy oil enhanced recovery areas?

**Mr. Wayne:** That would not help us very much.

**Mr. Williams:** Senator, if I may interject, the scheme we are advocating, unlike its predecessor the PIP grants, is oriented 100 per cent to success. If we are to get an incremental price for a new barrel of oil, the only way to get it is to bring it on stream. With the PIP grants, it was a direct cash grant and we, as an industry, were very negative about that even although it benefited us because it led to excavating rather than exploration. In other words, you excavated a hole and if you handled it correctly, you could make a profit drilling dry ones.

**Senator Barootes:** That is what we want to avoid. Do you think you have avoided it entirely with your recommendations?

**Mr. Niedermaier:** Yes. We have recommended that it be tied to success.

**Senator Barootes:** That is not entirely correct. It is 25 per cent, as I read it.

**Senator Lefebvre:** That is the ambiguity of your proposal. You talk about activity—

**Mr. Herring:** With respect to activity—and you must use the term one way or another—the reason we chose the word “activity price” as opposed to “floor price” is that, first of all, it is not a floor price under the industry. It is a higher price for something that you go looking for tomorrow. We believe it will generate activity only if, in fact, it is the right price. In other words, if it is a price that is a sufficient enough prize that an oil company will go and look for oil, and \$25 U.S. is probably a reasonable kind of price in that respect, we believe, because that is what has happened over the last two years. Therefore that is the activity side.

**[Traduction]**

L'autre aspect qui me préoccupe un peu, et vous pourriez peut-être me dire ce que vous en pensez, c'est que vous croyez que l'activité, ou ce que je me plais à appeler la roue qui tourne, peut être avantageuse pour l'industrie. Autrement dit, vous préconisez l'activité en soi, subventionnée, plutôt que la récompense en fonction du succès, c'est-à-dire la découverte de pétrole. Qu'en pensez-vous?

**M. Wayne:** Nous ne nous opposons pas vraiment à cela. Je pense que la géologie et les perspectives de la prospection dans l'Ouest canadien sont bien connues; nous ne préconisons pas de forer des puits pour le simple plaisir de le faire.

**Le sénateur Barootes:** Avant que nous commençons à examiner le secteur de la commercialisation, nous avons reçu d'autres mémoires qui soulignaient l'augmentation constante des coûts de la prospection pour le pétrole ordinaire, c'est-à-dire des frais à engager pour trouver un nouveau baril de pétrole. Or, nous savons aujourd'hui que le prix du baril de pétrole baisse sans cesse et qu'il est très coûteux d'exploiter des gisements pétrolifères en haute mer ou dans les régions pionnières. Que diriez-vous si l'on ne subventionnait que l'exploitation des sables bitumineux et la récupération assistée du pétrole lourd?

**M. Wayne:** Cela ne nous aiderait pas beaucoup.

**M. Williams:** Sénateur, je me permets de vous faire remarquer que le plan que nous préconisons est axé à 100 p. 100 sur les activités fructueuses, contrairement à son prédécesseur, le PESP. Si nous voulons toucher un montant supplémentaire pour un nouveau baril de pétrole, la seule façon de l'obtenir est de produire ce baril. Les subventions consenties dans le cadre du PESP étaient des subventions directes en espèces que notre industrie voyait d'un très mauvais œil, même si nous en avons profité, parce qu'elles favorisaient le forage plutôt que la prospection. Autrement dit, on creusait des puits et si l'on s'y prenait correctement, on pouvait réaliser des profits même s'il était sec.

**Le sénateur Barootes:** C'est ce que nous voulons éviter. Croyez-vous que vos recommandations permettent d'éviter totalement cela?

**M. Niedermaier:** Oui. Nous préconisons un système fondé sur la réussite.

**Le sénateur Barootes:** Ce n'est pas tout à fait exact. D'après ce que j'ai lu, il est fondé sur 25 p. 100 de réussite.

**Le sénateur Lefebvre:** C'est là l'ambiguïté de votre proposition. Vous parlez d'activité...

**M. Herring:** Le terme activité peut être employé dans un sens ou un autre. Nous avons préféré parler de prix pour l'activité plutôt que de prix plancher parce que, premièrement, il ne s'agit pas d'un prix minimum pour l'industrie. C'est un prix plus élevé pour ce que l'on va chercher demain. Nous pensons qu'il encouragera l'activité seulement s'il est raisonnable, c'est-à-dire s'il est suffisamment élevé pour inciter une compagnie pétrolière à chercher du pétrole. A notre avis, un prix de 25 \$ US est sans doute raisonnable à cet égard, compte tenu de la conjoncture des deux dernières années. Voilà pour ce qui est de l'activité.



*[Text]*

In a sense, that it is success-oriented as opposed to just a spinning wheels because, as Mr. Williams has said, if you do not do the work, you do not get the prize.

I am not sure we really answered some of your other questions with respect to this proposal and also with respect to Mr. Richards' ability to see the future all that clearly. However, in his proposal, Mr. Richards attempts to run a series of numbers, I think, over a period of about five to ten years and he, in fact, demonstrates that it is really a net benefit to the treasury. With all due respect to him, we like the idea but we are certainly not representing his number to you although, in fact, his numbers might be right. If you look at those numbers over a couple of years, and the world unfolded as he predicted over a couple of years, recognizing the strong assumption in his work that, because you have elevated the prize, a lot of money finds its way back to the treasury through land bonus payments and the reverse of UIC and all those things. Perhaps it is a net hit to the treasury, which is all to the good.

However, we have said we will absent ourselves entirely from that argument, or at least from those streams of numbers, and taking into account the Prime Minister's announcement of a week or so ago that the federal government estimated the PGRT take to be about \$500 million this year. If the governments generally contemplated assistance to the industry and if you were to listen, for example, to one argument that says: "We need early expiry of PIP, so give us the \$500 million," we would say that, if you are going to return the \$500 million, why not, generally speaking, return half of it and, in order to get the other half back, the industry would need to go to work. We would also make the same argument to the Alberta government, because whether it is 75-25 or 25-75, the long and short of it is that if the right number is \$1 billion, we would suggest that \$500 million should go to solve your survival problem as an oil industry and the balance should go to give something that will generate an interest in the industry, because the only way that the smaller companies will interest anyone in investing in the oil business, as far as they are concerned, is to have a prize out there. We believe that the problem generally with a floor price of \$25 is that, first of all, it is going to be very expensive. Secondly, that does not make the individual company any more attractive. All you have done is help solve its cashflow problem over a short period of time and if you lend it to them, that is probably even worse. In that event, that company has a liability climbing on one side to support working capital and if you do something like that, I am not too sure, really, where you end up financially in two years.

**Senator Barootes:** I have one final question. It arises from a dreadful thought that is going through my mind, and one which would not be acceptable to anyone in your industry, I would hope. Instead of helping a producer help the drilling industry, have you given any thought to a direct subsidy to the drilling industry itself? Instead of having that subsidy through the trickle-down method, through the dependency method, have you thought of a direct subsidy?

Have you given any thought, however vicious and wicked it may be, that the subsidy, or assistance if you will, be made

*[Traduction]*

Dans un sens, notre proposition est axée sur la réussite et ne fait pas simplement tourner la roue car, comme l'a dit M. Williams, si l'on ne fait pas le travail, on n'obtient pas la récompense.

Je ne sais pas si nous avons bien répondu à vos autres questions concernant cette proposition et la capacité de M. Richards de prévoir l'avenir sans se tromper. Dans sa proposition, M. Richards fait des projections sur une période d'environ cinq à dix ans et il démontre l'existence d'un bénéfice net pour le Trésor. Nous trouvons sa démarche intéressante, mais il serait fastidieux de vous exposer tous ses chiffres, sauf le respect que nous lui devons, et ce même si ses calculs peuvent fort bien être exacts. Si l'on examine ses projections pour quelques années, on constate qu'elles se sont vérifiées; elles confirment son hypothèse selon laquelle le Trésor récupère une bonne partie d'un encouragement plus élevé, soit par des paiements de primes foncières, soit par des économies liées à l'assurance-chômage, etc. Il pourrait s'agir d'un gain net pour le Trésor, ce dont il y a lieu de se réjouir.

Toutefois, nous avons dit que nous laissons entièrement de côté cet argument, ou du moins ces chiffres, pour nous en tenir à l'annonce que le Premier ministre a faite il y a à peu près une semaine, selon laquelle la TRPG rapportera environ 500 millions de dollars au gouvernement fédéral cette année. A supposer que les gouvernements envisagent d'aider l'industrie et que l'on vous demande d'interrompre prématurément le PESP et de nous donner 500 millions de dollars, nous vous recommanderions d'en verser la moitié et de laisser l'industrie travailler pour obtenir l'autre moitié. Nous tiendrions le même raisonnement au gouvernement de l'Alberta car, qu'il s'agisse d'une formule 75-25 ou 25-75, si le montant approprié s'élève à un milliard de dollars, nous croyons qu'il faudrait verser 500 millions de dollars pour permettre à l'industrie pétrolière de survivre et utiliser le reste pour susciter un intérêt dans l'industrie; un encouragement est le seul moyen d'amener quelqu'un à investir dans une petite compagnie pétrolière. Nous pensons que la solution d'un prix plancher de 25 \$ est d'abord très onéreuse. Deuxièmement, elle ne rend pas pour autant les compagnies plus attrayantes. En adoptant cette solution, on résoud simplement le problème de la marge brute d'autofinancement à court terme; en prêtant les sommes nécessaires, on aggrave probablement la situation. En agissant de la sorte, on augmente le passif de la compagnie d'un côté pour soutenir le fonds de roulement. Si vous agissez ainsi, je ne sais pas vraiment où vous vous retrouverez financièrement dans deux ans.

**Le sénateur Barootes:** J'ai une dernière question à poser. Il s'agit d'une idée épouvantable qui m'est venue à l'esprit et qu'aucun membre de votre industrie ne jugera acceptable, je l'espère. Au lieu qu'on aide un producteur à épauler l'industrie du forage, avez-vous déjà pensé que celle-ci pourrait recevoir directement une subvention? Plutôt que de bénéficier d'une aide par le biais d'autres intervenants, avez-vous songé à une subvention directe?

Même si c'est une idée inique et pernicieuse, avez-vous déjà pensé que les subventions, ou l'aide, si vous préférez, pour-

[Text]

directly to your industry instead of through God, who is the Saviour, called the producer?

**Mr. Niedermaier:** Mr. Chairman, I think each one of the contractors would gladly accept a subsidy, but that does not get the jobs and the wheels turning. Saskatchewan tried to do that and it was not very successful.

**Senator Barootes:** So that we are sure that we have it on the record, I should like you to repeat the amount of benefit from your industry that flows to Ontario and Quebec. You read that very quickly, so I want to make sure it is emphasized for the sake of those who think that western Canada is a realm unto itself.

**Mr. Niedermaier:** For every dollar that is invested in our industry, or spent in our industry, 42 cents end up in Ontario, 13 cents in Quebec, 29 cents in Alberta and 16 cents in the other regions of Canada.

Mr. Rowan would like to make a comment in that regard.

**Mr. Gordon R. Rowan, Vice-President, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:** We understand that more than 70 per cent of the pick-up trucks manufactured in Ontario end up in Alberta and that 65 per cent of the off-road trucks—that this, the oil field trucks—end up in western Canada. Another cost that has really come to bear over the past year relates to insurance premiums for drilling rigs and trucks. Those are up by 200 per cent with the coverage down by at least 50 per cent. That is really hurting the industry. Many truckers cannot afford to pay those high premiums.

**Senator Barootes:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** I do not think it has ever been represented that this is not a Canadian crisis, Senator Barootes. We all appreciate that and accept that. This crisis is not isolated to western Canada; it is a Canadian crisis. The figures substantiate that.

I now call upon Mr. Clay, the adviser to the committee.

**Mr. Dean Clay (Adviser to the Committee):** The documentation you have presented to the committee has a considerable amount of information on what has happened and what is forecast to happen in the contract-drilling industry. I wonder if I could turn to the service rig industry for a moment to look at some of the issues there.

If this low price becomes entrenched for a considerable period of time, I assume we will see effects such as producers putting less money into the more expensive forms of enhanced oil recovery because those methods simply will not be commercially viable.

Are you seeing any effects such as that starting to set in on the service rig industry?

**Mr. Niedermaier:** The service industry in Saskatchewan has really been hit hard. The service rigs in Alberta—some of them—have been able to work on the gas-producing wells. So, there is some work in Alberta. The service rig industry has not been hit quite as hard as the drilling rig industry. With the

[Traduction]

raient être versées directement à votre industrie plutôt que par l'entremise du tout-puissant producteur?

**M. Niedermaier:** Monsieur le président, je pense que tous les entrepreneurs accepteraient une subvention avec joie, mais ce n'est pas cela qui fera rouler les affaires. La Saskatchewan a essayé ce système et n'a pas remporté beaucoup de succès.

**Le sénateur Barootes:** Aux fins du compte rendu, j'aimerais que vous répétiez le montant des retombées de votre industrie en Ontario et au Québec. Vous avez lu ces chiffres très rapidement et je veux les souligner pour tous ceux qui croient que l'Ouest canadien est choyé entre tous.

**M. Niedermaier:** Pour chaque dollar qui est investi ou dépensé dans notre industrie, 42 cents aboutissent en Ontario, 13 cents au Québec, 29 cents en Alberta et 16 cents dans les autres régions du Canada.

M. Rowan aimerait faire une remarque à ce sujet.

**M. Gordon R. Rowan, vice-président de la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:** Plus de 70 p. 100 des camions pic-up manufacturés en Ontario aboutissent en Alberta et 65 p. 100 des camions tous terrains, c'est-à-dire ceux qui circulent sur les chantiers pétroliers, aboutissent dans l'Ouest canadien. Cela dit, les primes d'assurance pour nos installations de forage et nos camions ont aussi pesé très lourd l'an dernier. Elles ont augmenté de 200 p. 100 alors que la couverture a diminué au moins de moitié. L'industrie en souffre vraiment. De nombreux camionneurs ne peuvent pas se permettre de payer des primes aussi élevées.

**Le sénateur Barootes:** Je vous remercie, monsieur le président.

**Le président:** Sénateur Barootes, je ne pense pas que l'on ait jamais mis en doute le fait qu'il s'agit d'une crise canadienne. Nous savons que la crise ne touche pas uniquement l'Ouest canadien. C'est une crise canadienne. Les chiffres le démontrent.

Je cède maintenant la parole à M. Clay, conseiller du comité.

**M. Dean Clay (conseiller du Comité):** La documentation que vous avez présentée au comité contient une foule de renseignements sur ce qui s'est produit dans l'industrie du forage à contrat et sur ce que l'avenir devrait lui réserver. Je me demande si nous pourrions examiner pour un moment certains problèmes de l'industrie des services d'entretien.

Si les prix restent bas pendant longtemps, je suppose que les producteurs investiront moins d'argent dans les méthodes plus coûteuses de récupération assistée du pétrole, car celles-ci ne sont tout simplement pas rentables du point de vue commercial.

Avez-vous déjà commencé à sentir ces répercussions dans l'industrie des services d'entretien?

**M. Niedermaier:** L'industrie de l'entretien en Saskatchewan a été très durement touchée. Les services d'entretien en Alberta, certains d'entre eux, ont pu se tourner vers les puits de gaz. Il y a donc un peu de travail en Alberta. L'industrie des services d'entretien n'a pas été frappée aussi durement que

## [Text]

deregulation of natural gas coming in the fall, that could really affect the service rig industry.

**Mr. Clay:** So, the prices have not been low for a long enough period yet for you to see an effect on your work on EOR?

**Mr. Niedermaier:** I am sorry, I missed that part of the question. When I said the service rig industry has not been hurt to that great an extent, it has been hurt and there have been downturns, but not to the extent of the drilling rig industry.

With the enhanced oil recovery and heavy oil projects, basically none of the operators is doing that kind of work.

**Mr. Clay:** How modern is the Canadian drilling fleet compared to that of the United States and other countries?

**Mr. Niedermaier:** We have a set of regulations in Alberta, as well as COGLA. They are the most stringent regulations in the world. Our equipment is as good as any in the world. It is much better than any of the equipment located in the United States.

**Mr. Clay:** So, when you referred to drilling technology earlier and said that Canada is outselling the United States, were you referring to the selling of the actual equipment itself or the selling of the services for drilling, or both?

**Mr. Niedermaier:** Both. Because of the way the activity is carried out in many other countries, it has had a downturn. So, right now it is mainly the services that are being sold rather than the equipment.

**Mr. Clay:** Your statistics are for Canada. I am wondering whether in the international scene, not only the United States, but for companies like Bawden Drilling or companies in Indonesia and the North Sea, you could give us an idea of what has happened to the Canadian rigs operating in foreign countries. What has happened to the numbers and the utility rates in those countries?

**Mr. Niedermaier:** I do not have that information available. I can only comment personally on what I know. I know that Westburne, which has been very active in the international market, has, I think, nine rigs stacked in Houston that have come back from foreign countries. I believe they are running at approximately 25 per cent of their activity on the international rigs.

Challenger has been fairly active and has been able to keep its activity level fairly high.

As far as Bawden, I think it is running at around 60 to 70 per cent of its international activities.

**Mr. Clay:** On the international side, then, there is a great range of utilization rates, and it depends on the local circumstances how a particular company is doing?

**Mr. Niedermaier:** It depends on which country the company is operating in.

**Mr. Williams:** A fair and broad comment is that the international market is just now starting to see the effect of the

## [Traduction]

celle des installations de forage. Avec la déréglementation dont le gaz naturel fera l'objet à l'automne, l'industrie des services d'entretien pourrait être sérieusement ébranlée.

**M. Clay:** La faiblesse des prix n'a donc pas encore eu de répercussions sur votre travail en matière de récupération assistée du pétrole?

**M. Niedermaier:** Je suis désolé, je n'avais pas compris cette partie de la question. J'ai dit que l'industrie des services d'entretien n'avait pas été frappée aussi durement, mais elle l'a été et a accusé certains reculs, quoique dans une mesure moindre que l'industrie des installations de forage.

Avec les projets concernant la récupération assistée du pétrole et le pétrole lourd, il n'y a presque plus d'entrepreneurs qui font ce travail.

**M. Clay:** L'industrie du forage au Canada est-elle aussi moderne que celle des États-Unis et des autres pays?

**M. Niedermaier:** L'Alberta dispose d'une série de règlements et l'APGTC est vigilante. Notre réglementation est la plus sévère au monde. Notre équipement est aussi bon que celui des autres pays. Il est même supérieur à celui que l'on trouve aux États-Unis.

**M. Clay:** Quand vous parliez de la technologie du forage et des ventes du Canada qui dépassaient celles des États-Unis, parliez-vous des ventes de matériel, des ventes de services de forage ou des deux?

**M. Niedermaier:** Je parlais des deux. A cause de la façon dont l'exploitation se fait dans de nombreux autres pays, il y a eu un ralentissement. Aussi, à l'heure actuelle, on vend davantage de services que de matériel.

**M. Clay:** Vos statistiques concernant le Canada. J'aimerais savoir ce qui se passe à l'échelle internationale et non pas seulement aux États-Unis. Qu'en est-il de compagnies comme la Bawden Drilling ou les pétrolières installées en Indonésie et dans la mer du Nord? Pouvez-vous nous donner une idée de ce qu'il advient des tours de forage canadiennes à l'étranger? Combien y en a-t-il et quel est leur taux d'utilisation dans ces pays?

**M. Niedermaier:** Je n'ai pas cette information sous la main. Je peux seulement vous dire ce que j'en sais personnellement. Je sais que la Westburne, qui est très active sur le marché international, a ramené à Houston neuf tours qu'elle avait installées à l'étranger. Je pense qu'environ 25 p. 100 de ses activités reposent sur des tours installées à l'étranger.

Challenger est pour sa part très dynamique et a réussi à maintenir un niveau d'activité assez élevé.

Quant à la Bawden, je pense que ses activités internationales sont de l'ordre de 60 à 70 p. 100.

**M. Clay:** A l'échelle internationale, les taux d'exploitation varient donc considérablement et le succès d'une compagnie dépend de la conjoncture locale?

**M. Niedermaier:** Son succès dépend du pays où elle mène ses activités.

**M. Williams:** Disons qu'en général, le marché international commence à ressentir les effets de la baisse du prix du brut. La



[Text]

reduction in the price of crude. Primarily, exploration on an international level is for oil, and it is primarily high-cost exploration. That has started to fall off rapidly over the past six weeks.

**Mr. Rowan:** Canadian rigs in Australia are down also.

**Mr. Clay:** Thank you, gentlemen.

**The Chairman:** I wish to thank you for your appearance this morning. As is evident from the questions that have been posed to you, this committee is seized of the gravity of the situation and the crisis we are in, not only the crisis your sector of the industry is in, but, as Senator Barootes has pointed out, the crisis Canada is in.

We appreciate very much your contribution to the discussions and your assistance to this committee in trying to reach a strategy, as Mr. Wayne pointed out, of bridging the current circumstances.

On behalf of the members of the committee, I thank you for taking the time to offer your views to the committee with respect to this problem.

The committee adjourned.

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 2.30 p.m. to review all aspects of the National Energy Program including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, we will continue our discussions this afternoon with representatives from Suncor Inc. I will call upon Mr. Howard Maxwell, the Vice-President of Governmental Affairs, to introduce the witnesses and, thereafter, we will have a presentation by the President of Suncor. Mr. Maxwell?

**Mr. H. B. Maxwell, Vice-President, Government Affairs, Suncor Inc.:** Thank you, Mr. Chairman. Honourable senators, we appreciate the opportunity to appear once again before this committee. Many things have occurred since our last presentation in March of 1985, such as the Western Accord, the deregulation efforts on natural gas, and, not the least of things, the collapse of crude oil prices—just to cover a few incidents.

The initiation of these hearings demonstrates your interest and concern about the impact of these changes on all Canadians and provides a forum for members of the industry to share their views.

In looking over last year's transcripts I feel that perhaps I should comment on the wisdom and foresight of the members of this committee. Who would have then conceived the appropriateness of the question from the chairman? I quote:

How would you live with \$8 or \$10 oil?

[Traduction]

prospection à l'échelle internationale est surtout axée sur le pétrole et elle est souvent très coûteuse. On a constaté un ralentissement important dans ce secteur depuis six semaines.

**M. Rowan:** Il y a aussi un ralentissement aux installations canadiennes en Australie.

**M. Clay:** Merci, messieurs.

**Le président:** Je vous remercie d'avoir comparu devant nous ce matin. Comme en témoignent les questions qui vous ont été posées, le Comité se rend compte de la gravité de la situation et de la crise qui sévit, non seulement dans votre secteur de l'industrie mais dans tout le Canada, comme l'a souligné le sénateur Barootes.

Nous vous remercions d'avoir participé à la discussion et d'avoir aidé le Comité dans sa recherche d'une stratégie qui permettra, de surmonter nos difficultés actuelles, comme l'a indiqué M. Wayne.

Au nom des membres du comité, je vous remercie d'avoir pris le temps de venir nous faire part de vos points de vue sur la question.

La séance est levée.

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 14 h 30 pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, nous poursuivons cet après-midi l'audition des représentants de Suncor Inc. Je demanderai à M. Howard Maxwell, vice-président aux Affaires gouvernementales, de présenter les témoins; le président de Suncor nous fera ensuite un exposé. M. Maxwell?

**M. H. B. Maxwell, vice-président aux Affaires gouvernementales de Suncor Inc.:** Merci, monsieur le président. Honorables sénateurs, nous sommes heureux d'avoir cette possibilité de comparaître de nouveau devant votre comité. Bien des événements se sont produits depuis notre dernier exposé, en mars 1985, par exemple l'Accord sur l'énergie dans l'Ouest, les efforts de déréglementation du gaz naturel et, événement qui n'est pas le moindre, l'effondrement des prix du pétrole brut, pour ne mentionner que quelques incidents.

La mise sur pied de ces audiences témoigne de votre intérêt et de votre préoccupation au sujet de l'effet de ces changements sur tous les Canadiens et offre aux membres de l'industrie la possibilité de faire connaître leur point de vue.

Lorsqu'on examine les délibérations de l'an dernier, on est tenté de faire ressortir la sagesse et la sagacité des membres de votre comité. Qui aurait alors pu imaginer combien serait opportune la question posée à cette époque par votre président, et je cite:

Quelle serait votre situation avec un prix du pétrole à 8 \$ ou 10 \$?

**[Text]**

Well, our response has not changed, but the environment certainly has.

Today I am joined by Grant Allan, Director of Planning and Control for the Oil Sands Group, and Tom Thomson, President and Chief Executive Officer of Suncor. At this time I would like to ask Mr. Thomson to share his comments about Suncor and the current environment.

**Mr. T. H. Thomson, President and Chief Executive Officer, Suncor Inc.:** Mr. Chairman, Suncor's submission, which I am pleased to present, will deal primarily with the impact of current crude oil price levels on the oil sands mine and upgrader at Fort McMurray and on the company in general.

Suncor has previously tabled with this committee a copy of the Suncor 1985 annual report, which the committee will find to be a fairly comprehensive document. However, by way of summary background, here are some highlights of the company.

Suncor is a fully integrated Canadian resource company employing some 5,400 people. Its capital employed is \$2 billion. Capital expenditures have averaged \$275 million annually over the last five years, an annual reinvestment of 135 per cent of cash from operations. Suncor's average return on capital employed over the same period was 4.5 per cent.

Suncor was formed through the amalgamation of Great Canadian Oil Sands Limited and Sun Oil Company Limited in 1979. The company is organized into three operating groups: Sunoco, Resources and Oil Sands. There are two major shareholders, Sun Company Inc. and Ontario Energy Resources Limited who hold about 75 per cent and 25 per cent of the common shares, respectively. Suncor is governed by a 15-person board of directors. Twelve of the directors are Canadians, including six independent Canadian businessmen.

Sunoco Group operates a 70,000-barrels-a-day refinery in Sarnia and is a marketer of transportation and heating fuels primarily in Ontario and Quebec. Sunoco has 980 retail outlets and about 9 per cent of the retail gasoline market in Ontario and Quebec. Sunoco Group also manufactures and markets petrochemicals, lubricants and specialty petroleum products. In 1983 and 1984, Suncor invested \$285 million in a new hydrocracking complex at Sarnia to make its refinery one of the more efficient in eastern Canada. The Group's return on capital employed over the last five years averaged 2.5 per cent.

The Resources Group produced an average of 13,000 barrels of conventional oil a day and 56 million cubic feet a day of natural gas in 1985. This represents about 1.5 per cent of conventional oil and gas production in the western provinces.

**[Traduction]**

Eh bien, notre réponse n'a pas changé, mais le contexte, lui, a certainement évolué.

Se joindront aujourd'hui à moi MM. Grant Allan, directeur de la Planification et du Contrôle pour le Groupe des sables bitumineux, et Tom Thomson, président et directeur général de Suncor. Je demanderais maintenant à M. Thomson de nous faire connaître ses observations sur la situation de Suncor dans le contexte actuel.

**M. T. H. Thomson, président et directeur général de Suncor Inc.:** Monsieur le président, l'exposé de Suncor, que j'ai le plaisir de présenter, traitera principalement de l'effet des prix actuels du brut sur l'exploitation et l'installation de transformation des sables bitumineux située à Fort McMurray, et sur notre compagnie en général.

Suncor a déjà déposé auprès de ce comité un exemplaire de son rapport annuel 1985, que le comité trouvera sans doute assez complet. Pour brosser la toile de fond, je donnerai cependant quelques renseignements généraux sur la compagnie.

Suncor est une entreprise canadienne entièrement intégrée d'exploitation des ressources naturelles employant quelque 5 400 personnes. Son capital utilisé s'élève à deux milliards de dollars. Ses dépenses en immobilisations ont été de 275 millions de dollars en moyenne par an au cours des cinq dernières années, ce qui représente un taux annuel de réinvestissement des rentrées provenant de l'exploitation de 135 p. 100. Le rendement moyen du capital utilisé pendant la même période s'est établi à 4,5 p. 100.

Suncor a été formée en 1979 par la fusion de la Great Canadian Oil Sands Limited et de la Sun Oil Company Limited. Elle est divisée en trois groupes d'exploitation: le Groupe Sunoco, le Groupe des ressources et le Groupe des sables bitumineux. Elle compte deux actionnaires principaux, la Sun Company Inc. et l'Ontario Energy Resources Limited, qui détiennent respectivement environ 75 et 25 p. 100 des actions ordinaires. Suncor est dirigée par un conseil d'administration composé de 15 membres. Douze des administrateurs sont canadiens, et six sont des hommes d'affaires canadiens indépendants.

Le Groupe Sunoco exploite une raffinerie d'une capacité de 70 000 barils par jour à Sarnia et commercialise des carburants et des combustibles principalement en Ontario et au Québec. Sunoco compte 980 points de vente au détail et représente environ neuf pour cent du marché de détail de l'essence en Ontario et au Québec. Le Groupe Sunoco assure également la fabrication et la commercialisation de produits pétrochimiques, de lubrifiants et de produits pétroliers spécialisés. En 1983 et 1984, Suncor a investi 285 millions de dollars dans une nouvelle installation d'hydrocraquage à Sarnia afin de faire de cette raffinerie l'une des plus efficaces dans l'Est du Canada. Le rendement obtenu par le Groupe sur le capital utilisé a été de 2,5 p. 100 en moyenne au cours des cinq derniers exercices.

Le Groupe des ressources a produit en moyenne 13 000 barils de pétrole conventionnel et 56 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour en 1985. Cela présente environ 1,5 p. 100 de la production de gaz et de pétrole ordinaire des provinces de l'Ouest.

**[Text]**

Suncor has been active in frontier explorations since 1970, most recently through Trillium Exploration Corporation, a joint venture company with Ontario Energy.

In 1985, Suncor participated in 118 exploration and 271 development wells in the western provinces, and in 24 frontier wells through Trillium.

Nonconventional production from the Fort Kent, Alberta *in situ* heavy oil project averaged 3,000 barrels a day in 1985. Fort Kent is near Cold Lake. Last year, Suncor had an ambitious plan for an *in situ* heavy oil project at Burnt Lake, which is a little farther north of Fort Kent. The intention was to proceed this year with capital spending on the first phase of an eventual 25,000-barrels-a-day project. Now, however, Suncor and its partners are reviewing the project in light of the current environment.

Suncor's project at Fort McMurray commenced operation in 1967 and was, thus, the pioneer commercial producer of synthetic crude oil from the Athabasca oil sands. The oil sands are mined in an open-pit operation and are then transferred by a conveyor system to an extraction plant where the bitumen is separated from the sand and then refined into synthetic crude. In 1985, Suncor mined 30 million tonnes of oil sand from which about 40,000 barrels a day of synthetic crude oil was produced. Because of operational difficulties, this was significantly below the plant operating capacity of about 50,000 barrels a day. The operation employs over 2,000 people including contractors. Suncor has worked to develop and maintain a safe and efficient operation and has made a significant contribution to the development of oil sands technology. Since 1980, Suncor has spent more than \$500 million in expansion and new replacement facilities to improve reliability and production capability.

Mr. Chairman, having briefly described Suncor, let me go on to address the questions which your committee, through Mr. Clay, from the Committee Research Office, has specifically put to us.

First, how does the cost of oil sands production compare with present posted prices?

Assuming a normal working environment and an efficient plant operation at a production rate of 50,000 barrels a day, Suncor's current oil sands operating costs should be approximately \$20 a barrel in Canadian funds, down by about \$5 a barrel from 1985. Now that \$20 a barrel figure embraces all cash costs and stay-in-business capital. Royalties and taxes are being paid now at a rate of about \$1 a barrel, compared to about \$7 a barrel last year. This recognizes provincial Crown royalties have been reduced substantially and the federal PGRT eliminated from May 1 to the end of this year. It should be underlined that the estimated cash cost is based on the synthetic crude production rate mentioned above. If Sun-

**[Traduction]**

Suncor fait de l'exploration dans les régions frontalières depuis 1970, menant ces opérations au cours de la période récente par l'intermédiaire de la Trillium Exploration Corporation, entreprise exploitée en association avec l'Ontario Energy.

En 1985, Suncor a participé à 118 puits d'exploration et 271 puits d'exploitation dans les provinces de l'Ouest, ainsi qu'à 24 puits d'exploration dans les régions frontalières par le truchement de Trillium.

La production de pétrole lourd non ordinaire du projet de Fort Kent en Alberta s'est élevée à 3 000 barils par jour en moyenne en 1985. Fort Kent est situé près de Cold Lake. L'an dernier, Suncor avait un ambitieux projet d'exploitation de pétrole lourd à Burnt Lake, un peu plus au nord de Fort Kent. La compagnie se proposait de procéder cette année aux investissements nécessaires à la première phase d'un projet devant éventuellement produire 25 000 barils par jour. L'évolution de la situation a cependant obligé Suncor et ses partenaires à revoir ce projet.

L'installation de Suncor à Fort McMurray est entrée en activité en 1967; elle a donc ouvert la voie à la production commerciale de pétrole brut synthétique tiré des sables bitumineux de l'Athabasca. Les sables bitumineux sont extraits à ciel ouvert, puis transportés par convoyeur jusqu'à une usine d'extraction où le bitume est séparé du sable, avant d'être raffiné pour donner du brut synthétique. En 1985, Suncor a extrait 30 millions de tonnes de sables bitumineux, à partir desquelles environ 40 000 barils de pétrole brut synthétique ont été produits par jour. En raison de difficultés d'exploitation, cette production a été sensiblement inférieure à la capacité de l'usine, qui est d'environ 50 000 barils par jour. L'exploitation emploie plus de 2 000 personnes, entrepreneurs compris. Suncor s'est efforcée de mettre au point et d'entretenir une exploitation sécuritaire et efficace, et sa contribution à la mise au point de la technologie d'exploitation des sables bitumineux a été appréciable. Depuis 1980, Suncor a consacré plus de 500 millions de dollars à l'agrandissement ou au remplacement de ses installations, afin d'en améliorer la fiabilité et la capacité de production.

Après avoir ainsi brièvement décrit Suncor, permettez-moi, monsieur le président, de passer aux questions précises que votre comité nous a posées par l'intermédiaire de M. Clay, du bureau de recherche du Comité.

En premier lieu, comment le coût de production des sables bitumineux se compare-t-il aux prix affichés actuels?

Si l'on table sur un climat de travail normal et une production égale à la capacité de 50 000 barils par jour, les coûts d'exploitation des sables bitumineux subis actuellement par Suncor devraient être d'environ 20 \$ par baril, en monnaie canadienne, soit à peu près 5 \$ de moins par baril qu'en 1985. Le chiffre de 20 \$ par baril comprend tous les décaissements et les capitaux de maintien de l'exploitation. Les redevances et taxes s'élèvent en ce moment à environ un dollar par baril, contre à peu près 7 \$ par baril l'an dernier. Cela est dû au fait que les redevances provinciales ont été sensiblement réduites et la TRPG fédérale éliminée du 1<sup>er</sup> mai à la fin de l'année. Il convient de souligner que le prix de revient estimatif est basé sur



*[Text]*

cor fails to meet the 50,000 barrels a day objective, then cash costs will be higher for each barrel.

The Alberta government recently advised that it is reducing its royalties on Suncor's oil sands revenues from 12 per cent to 1 per cent for the nine-month period from April 1 to December 31, 1986. This means that crown royalties and PGRT will drop from an estimated level of about \$2.25 a barrel to about 20 cents a barrel for the period.

The price received for Suncor's oil sands production in March and April of this year averaged \$17.05 a barrel or \$12.25 U.S.

The next question was: "How are current and anticipated crude prices affecting your oil sands operations today and your development plans for the future?"

Acknowledging Suncor's 1986 cash cost, including royalties, of about \$21 a barrel for its oil sands operation, the collapse of crude prices has necessitated an all out effort to stem the cash losses that the company is suffering at current prices. The bulk of the operating costs at an oil sands plant is fixed, that is a large proportion of the costs continue to be incurred regardless of production levels and, therefore, there is no advantage in cutting back the operation. Indeed, there is advantage in maximizing production.

Aggressive cost reduction programs are in place and there is a "full court press" on to achieve further reductions. Some weeks back Suncor made presentations both to Alberta and the federal governments requesting changes to the royalty and PGRT on the company's synthetic crude operation. Both the federal and the Alberta governments, as indicated earlier, have responded with a most welcome recognition of the serious nature of the oil sands cash flow crisis.

The strategy at the oil sands plant is to minimize the losses and to stay in the oil sands business. Suncor does not want to close the plant. The cost to everyone involved would be enormous.

It is important to stress the critical role that the Oil Sands Group plays in Suncor. In 1985, more than 70 per cent of the company's crude production was from the Fort McMurray operation, which contributed 60 per cent of Suncor's cash flow from operations. Anything that affects the Oil Sands Group directly impacts the other operations of the company.

Suncor's 1986 corporate financial strategy is to not exceed the 1985 year-end debt position. Suncor has implemented a staff reduction program across the company that will eliminate 500 positions through early retirement and other voluntary programs, relocations and some terminations. Approximately 40 per cent of capital expenditures have been deferred and a very hard look is being taken at all other forms of cash outlays.

*[Traduction]*

le rythme de production de brut synthétique mentionné précédemment. Si Suncor n'atteint pas l'objectif de 50 000 barils par jour, le prix de revient par baril est plus élevé.

Le gouvernement de l'Alberta a fait savoir récemment qu'il ramènerait ses redevances sur les recettes tirées par Suncor des sables bitumineux de 12 à un pour cent pour les neuf mois allant du 1<sup>er</sup> avril au 31 décembre 1986. Ainsi, les redevances provinciales et la TRPG tomberont d'environ 2,25 \$ à 20 cents approximativement par baril pendant cette période.

Le prix de vente de la production de sables bitumineux de Suncor en mars et en avril 1986 a été en moyenne de 17,05 \$ par baril, soit 12,25 \$ É.-U.

La question suivante était de savoir de quelle manière les prix actuels et prévus du brut influaient sur l'exploitation des sables bitumineux de Suncor à l'heure actuelle ainsi que sur les plans d'avenir de la compagnie.

Si l'on tient compte du fait que le prix de revient de Suncor en 1986, redevances comprises, a été d'environ 21 \$ par baril pour l'exploitation des sables bitumineux, l'effondrement des cours du brut a exigé un effort intense pour endiguer les pertes que la société subit actuellement, aux prix du jour. Le gros des dépenses d'exploitation d'une usine de sables bitumineux est constitué par des frais fixes, c'est-à-dire qu'une forte proportion des dépenses est enregistrée peu importe la production, de sorte qu'il n'y a aucun intérêt à ralentir cette dernière. En fait, il vaut mieux pousser au maximum la production.

D'importants programmes de compression des dépenses ont été adoptés et l'on fait tout ce qui est possible pour réduire encore les coûts. Il y a quelques semaines, Suncor a présenté des exposés au gouvernement de l'Alberta et au gouvernement fédéral pour que soient modifiées la redevance et la TRPG sur la production de brut synthétique de la compagnie. Les deux gouvernements, comme je l'ai déjà indiqué, ont reconnu la gravité de la crise de trésorerie que traverse l'industrie des sables bitumineux.

Notre stratégie, à l'usine de sables bitumineux, consiste à limiter le plus possible les pertes et à rester dans ce secteur d'activité. Suncor ne veut pas fermer l'usine. Le coût d'une fermeture serait énorme pour tous les intéressés.

Il importe de souligner le rôle crucial que le Groupe des sables bitumineux joue dans Suncor. En 1985, plus de 70 p. cent de la production de brut de la compagnie provenait de l'exploitation de Fort McMurray, qui apportait 60 p. cent des rentrées d'exploitation de Suncor. Tout facteur qui influe sur le Groupe des sables bitumineux a un effet direct sur les activités globales de la compagnie.

La stratégie financière de Suncor pour 1986 consiste à ne pas dépasser l'endettement enregistré à la fin de 1985. Suncor a mis en oeuvre un programme de compression du personnel qui éliminera 500 postes dans toute la société par des dispositions de retraite anticipée et d'autres programmes volontaires, des réinstallations et quelques mises à pied. Environ 40 p. cent des dépenses en immobilisations ont été reportées et toutes les autres catégories de dépenses font l'objet d'un examen critique très poussé.

## [Text]

Another question was: "Under what pricing conditions is integrated oil sands development feasible in Canada?"

Suncor has not been involved in the analysis of any new integrated oil sands development projects and, therefore, cannot offer any particular insight into this question.

The next question was: "What is the need for this source of petroleum supply in the future?"

Our answer is related to the NEB report. In 1985, Canada produced about 570 million barrels of crude oil. Light crude oil totaled about 81 per cent of this amount. Synthetic crude made up about 12 per cent of the light crude supply. At present, there is enough light crude oil supply to meet all of Canada's needs. In 1984, the National Energy Board said:

On the supply side, Canada is now dependent on conventional oil from the Western Canada Sedimentary Basin...

In the same report, the NEB forecast conventional light crude and pentanes plus production declining from 400 million barrels per year in 1983 to 270 million barrels in 1990 and only 115 million barrels in 2005. This was based on a reference price forecast—in real 1983 U.S. dollars—of \$26 in 1985 rising steadily to \$38 in 2005. The NEB analysis showed an ever-increasing gap between total domestic demand and conventional supply. If Canada is to remain, to a significant degree, self-sufficient in light oil, additional production from oil sands, upgraded heavy, or the frontier, is no doubt necessary.

A further question was: "Should the federal government intervene to support higher cost oil production when prices are depressed?"

This question goes to the heart of the economic philosophy that Suncor and its predecessors, Sun Oil Company Limited and Great Canadian Oil Sands, have consistently expressed. Suncor does not generally advocate subsidies for energy production. It believes that business decisions for Canadian energy investments are best made on the basis of prices available to Canadian producers in the international market.

As outlined previously, the situation at Suncor's oil sands plant is that the price received for synthetic crude oil is lower than the plant's production costs. That is assuming a production level of 50,000 barrels a day.

However, it needs emphasizing that Suncor is not a passive hostage to fate. The company is working very hard to bring costs per barrel down so that it may weather the price storm. As already noted, oil sands production costs are now considerably lower than they were last year, and the company is still pushing to get production up and costs even lower. Every member of the Suncor organization, both manager and

## [Traduction]

Une autre question était de savoir dans quelles conditions de prix une exploitation intégrée des sables bitumineux serait possible au Canada.

Suncor n'ayant pas participé à l'analyse de nouveaux projets d'exploitation intégrée des sables bitumineux, nous ne pouvons formuler aucun point de vue précis sur cette question.

La question suivante portait sur la nécessité de cette source d'approvisionnement en pétrole à l'avenir.

Notre réponse est liée au rapport de l'ONE. En 1985, le Canada a produit environ 570 millions de barils de brut. Le brut léger a représenté environ 81 pour cent de cette production. Le brut synthétique constituait à peu près 12 pour cent de la production de brut léger. À l'heure actuelle, l'offre de pétrole brut léger est suffisante pour répondre à la totalité des besoins du Canada. En 1984, l'Office national de l'énergie avait déclaré:

Du côté de l'offre, le Canada dépendait désormais du pétrole ordinaire provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Dans le même rapport, l'ONE prévoyait une production de brut léger ordinaire et de pentanes plus passerait de 400 millions de barils par année en 1983 à 270 millions de barils en 1990 et 115 millions de barils seulement en 2005. Ces chiffres étaient fondés sur un prix de référence prévu—en dollars américains réels de 1983—de 26 \$ en 1985, avec une hausse constante jusqu'à 38 \$ en l'an 2005. L'analyse de l'ONE montrait un écart toujours croissant entre la demande intérieure totale et l'offre de brut ordinaire. Si l'on veut que le Canada reste autosuffisant dans une mesure appréciable en brut léger, une production supplémentaire provenant des sables bitumineux, du pétrole lourd amélioré ou des régions pionnières est indéniablement nécessaire.

Une autre question était de savoir si le gouvernement fédéral devrait intervenir pour soutenir la production de pétrole à prix de revient plus élevé lorsque les cours sont déprimés.

Cette question touche au cœur de la philosophie économique dont Suncor et ses prédécesseurs, la Sun Oil Company Limited et la Great Canadian Oil Sands, se sont toujours faits les avocats. Suncor ne préconise pas de manière générale des subventions à la production d'énergie. Notre compagnie estime que les prix que les producteurs canadiens obtiennent sur le marché international sont la meilleure base pour décider des investissements à réaliser en matière d'énergie au Canada.

Comme il a été souligné, la situation dans laquelle se trouve l'usine de sables bitumineux de Suncor est que le prix de vente du pétrole brut synthétique est inférieur au coût de production de l'usine—et cela, en supposant un rythme de production de 50 000 barils par jour.

Il convient toutefois de souligner que Suncor n'est pas un jouet passif entre les mains du destin. La compagnie travaille d'arrache-pied à la réduction de ses coûts unitaires de production afin de pouvoir résister à l'effondrement des prix. Comme il a été noté, les coûts de production des sables bitumineux sont maintenant beaucoup plus faibles qu'il y a un an, et notre société travaille à accroître encore la production et abaisser les



**[Text]**

employee, is feeling this pressure to boost productivity throughout the plant.

One way is to get along with fewer people. The number of positions has been reduced significantly at the plant and yet production output levels remain high. There will be further reductions. The company is currently involved in a strike/lock-out situation at the plant. This all adds up to a tiring, frustrating and painful time for all Suncor people.

The picture painted has been done purposefully so as to convey a sense of the broad actions, that Suncor people are pursuing to keep the plant viable. Governments we believe, should not get involved in this process. The operation has to stand on its own economic merits. Suncor is confident that it has a very good chance of keeping Fort McMurray open, despite the enormous price pressure and ensuing cash losses.

However, if crude oil prices move even lower or should they stabilize below the cash costs of Suncor's synthetic crude oil production, despite best efforts to reduce costs further, then Suncor may not have the financial resources needed to continue the oil sands operation. At some point, as the company said before this committee in March of last year, if this situation arises, "we shall have to shut down."

The challenge to face, of course, is survival as a company still capable of providing employment to thousands of Canadians, but there is a point at which Suncor cannot allow the Fort McMurray operation to pull down the rest of the company. It is recognized that termination of oil sands production would have a very significant financial cost and far-reaching social implications, with the brunt of the impact being felt in Fort McMurray where many would be forced to relocate in an attempt to find employment.

Furthermore, there is a significant risk—both economically and technically—that the plant could not be brought back to full production. Certainly it would be a costly, difficult and disruptive process and one that the company would prefer to avoid. If the plant were to close, the economic impact would be felt not only in northern Alberta, but throughout the country. Canada's light crude oil supply would be significantly altered and the country's long-term energy security would suffer.

The situation in the oil sands, then, raises the question as to whether there are community interests involved here beyond the dictates of the marketplace. Notwithstanding Suncor's fundamental belief in the market system, the foregoing suggests that, under certain conditions, there is a need for government support for existing, strategic high-cost energy projects for a limited period of time. The object of the support would be to sustain the operation long enough to assess long-term market conditions and to ensure every possible cost reduction and production efficiency has been found and implemented.

**[Traduction]**

coûts. Chacun des membres de l'organisation Suncor, des dirigeants aux simples employés, se sentent tenus d'accroître la productivité dans toute l'entreprise.

L'une des solutions consiste à poursuivre les activités avec moins de gens. Le nombre de postes a été sensiblement réduit à l'usine; pourtant, la production reste élevée. D'autres compressions seront mises en œuvre. La compagnie fait actuellement face à une situation de grève et de lock-out à l'usine. Cela accroît les difficultés et les frustrations pour tous chez Suncor.

Le tableau que je viens de brosser a été présenté à dessein pour faire ressortir les mesures générales prises par Suncor pour maintenir la viabilité de son usine. Les autorités publiques, à notre avis, ne devraient pas intervenir dans ce processus. L'usine doit être viable sur le plan économique. Suncor estime que les chances de maintenir l'usine de fort McMurray en activité sont très bonnes, malgré les énormes tensions de prix et les pertes monétaires qui en découlent.

Cependant, si les prix du brut baissent encore ou se stabilisent au-dessous du prix de revient de la production de brut synthétique de Suncor malgré tous les efforts déployés pour comprimer les coûts, il se pourrait que Suncor n'ait pas les ressources financières pour garder cette exploitation en activité. A un moment donné, comme la compagnie l'a déclaré devant ce comité en mars 1985, si cette situation se présente, nous devrions fermer.

Le défi à relever est bien entendu celui de la survie en tant que compagnie capable de fournir du travail à des milliers de Canadiens, mais Suncor ne peut pas non plus laisser l'usine de Fort McMurray entraîner le reste de la compagnie dans la débâcle. Nous sommes conscients que l'arrêt de la production de sables bitumineux se traduirait par un coût extrêmement élevé et par d'importantes conséquences sociales, les effets étant subis de plein fouet à Fort McMurray, dont de nombreux habitants seraient obligés de déménager pour trouver un autre emploi.

De plus, le risque est grand—sur le plan tant économique que technique—qu'on ne puisse faire retrouver à l'usine son rythme maximal de production. Il s'agirait certainement d'une tâche coûteuse, difficile et perturbatrice, que la compagnie préférerait éviter. Si l'usine devait fermer, les effets économiques en seraient ressentis non seulement dans le nord de l'Alberta, mais dans tout le pays. L'offre de brut léger au Canada s'en trouverait sensiblement modifiée et la sécurité énergétique à long terme du pays, amoindrie.

La situation dans l'exploitation des sables bitumineux amène donc à se demander si l'on se trouve ici en présence d'intérêts collectifs dépassant les impératifs du marché. Malgré la confiance fondamentale de Suncor dans l'économie de marché, les facteurs précédents portent à croire que, dans certaines conditions, les autorités publiques doivent venir en aide, pendant une période limitée, aux projets existants de production stratégique d'énergie à prix de revient élevé. Le soutien aurait pour objet de maintenir l'usine en activité suffisamment longtemps pour permettre d'évaluer la situation du marché à long terme et de s'assurer que toutes les possibilités de compression des coûts et d'accroissement de l'efficacité ont été décelées et mises en œuvre.



[Text]

In the absence of economic viability at the end of the limited transitional period, both government and industry would have exhausted every reasonable and responsible means and the reality would, in fact, be termination of the project.

In summary, Canada should not be expected to sustain energy projects that are inherently uneconomic. But, consistent with your committee's recommendation in the Intrim Report on Canadian Energy Policy, August, 1985, should there be a sudden adverse turn of events largely beyond the company's control, some form of support for synthetic crude production would be warranted.

Mr. Chairman, I hope that I have given you the information you were seeking with respect to Suncor, especially with regard to our role as a synthetic crude producer. I welcome any further questions that honourable senators might have.

**Senator Olson:** Mr. Chairman, I am impressed with the conditions that have been set out, particularly that which indicates that, if we are going to be an on-going supplier of our own requirements or if we are to be self-sufficient to any degree at all, a lot of the production will have to come from heavy oil or upgraded oil, whether it be from tar sands, enhanced recovery or whatever. The witness then went on to explain that there is a limit to how far they can go to keep this plant in operation. I think he also mentioned that there is a fairly heavy cost involved, regardless of the level at which the plant is operating. I suppose that much of the debt and capital costs go on even if it is shut down.

**Mr. Thomson:** Yes.

**Senator Olson:** That would indicate to me, at least, that it is far easier to keep that plant going than it would be to contemplate building a new one, unless there is the development of technology that is so far advanced from what is in use that it makes it more economical to do so. Is there such technology in existence?

**Mr. Thomson:** No, sir.

**Senator Olson:** That is what I thought. You say that there is a point at which you simply cannot go any further. Could you help us with that? Are we approaching such a point? You have said that you are involved in a strike-lockout situation now. I wanted to ask a few questions about that. I presume that the union or unions with which you are dealing must understand what you have explained here, yet they still decided to opt for a strike. That surprises me.

The decline in prices began in November, levelled out, and I suppose they have come back somewhat from the low they had reached. Where do you think you will reach the point where you have to invoke some community interest over and above

[Traduction]

Si le projet n'était pas économiquement viable à la fin de cette période limitée de transition, les pouvoirs publics comme l'industrie auraient épuisé tous les moyens raisonnablement susceptibles d'être mis en œuvre, et l'issue réaliste consisterait à fermer l'usine.

En résumé, le Canada ne devrait pas soutenir les projets énergétiques qui, fondamentalement, ne sont pas économiquement viables. Cependant, conformément à la recommandation de votre comité dans le rapport provisoire d'août 1985 sur la politique énergétique du Canada, si la situation devait évoluer brutalement de manière défavorable sous l'effet de facteurs largement indépendants de la volonté de la compagnie, une certaine forme de soutien à la production de brut synthétique serait justifiée.

Monsieur le président, j'espère vous avoir fourni les renseignements que vous vouliez obtenir à l'égard de Suncor, notamment en ce qui concerne notre rôle de producteur de brut synthétique. Je répondrai volontiers à toute autre question que les honorables sénateurs pourraient désirer poser.

**Le sénateur Olson:** Monsieur le président, j'ai été frappé par l'exposé de la situation, et notamment par la partie où le témoin nous a indiqué que, si nous voulions continuer à satisfaire nos propres besoins ou voulions être plus ou moins auto-suffisants, une bonne partie de la production devrait provenir du pétrole brut ou du pétrole amélioré, que ce soit par l'exploitation des sables bitumineux, la récupération améliorée ou quelque autre moyen. Le témoin a ensuite expliqué que la mesure dans laquelle sa compagnie pouvait garder l'usine en activité avait des limites. Il a aussi mentionné, je crois, que les dépenses étaient assez importantes, peu importe le niveau d'activité de l'usine. Je suppose qu'une bonne partie de l'endettement et des dépenses en immobilisations persisteraient même si l'usine était fermée.

**M. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Olson:** Cela me porte à croire, à tout le moins, qu'il est beaucoup plus facile de garder cette usine en activité que d'envisager la construction d'une nouvelle installation, à moins que cette dernière n'utilise des procédés tellement supérieurs à la technologie actuellement employée que cela rendrait le projet rentable. Est-ce que des procédés de ce genre existent?

**M. Thomson:** Non monsieur.

**Le sénateur Olson:** C'est bien ce que je pensais. Vous avez déclaré qu'il y avait un point au-delà duquel vous ne pouviez pas aller. Pourriez-vous préciser? Est-ce que nous approchons de ce point? Vous nous avez dit être confronté en ce moment à une situation de grève et de lock-out. Je voulais vous poser quelques questions à ce sujet. Je présume que le ou les syndicats avec lesquels vous négociez doivent comprendre ce que vous nous avez expliqué il y a un instant et que, pourtant, ils ont décidé d'aller en grève. Cela me surprend.

Les prix ont commencé à chuter en novembre, avant de se stabiliser; je suppose qu'ils se sont quelque peu raffermiss par rapport au creux atteint. Quand pensez-vous arriver au point où vous devrez invoquer l'intérêt collectif, au-delà des consé-

[Text]

immediate economic consequences in order to keep this type of plant operating?

**Mr. Thomson:** I wish I had a simple answer to that question. It is an extremely good question but a very difficult one for me to answer at this particular point in time. The reason is that I really do not know how much we can do on the cost side.

**Senator Olson:** You have already done something significant.

**Mr. Thomson:** We have, and we have an intense effort towards productivity improvement which is going on at the plant right now. It was going on throughout the plant prior to the strike. At present, the plant is being operated by management, staff and some contractors, so it is difficult to concentrate on the productivity program to the same extent under these conditions. When the strike is settled, however, we will be back working hard on the productivity side.

There are many elements to productivity, but there are two which are probably the most important. One has to do with the production rate of the plant and its reliability. The other has to do with the cost levels for labour and material. At this stage of the game, the process is working in the sense that, when prices are low, there is enormous pressure to reduce costs and increase productivity. I think that is what should happen under these conditions. It will be a number of months, if not a couple of years, before we know how well we can do on that side of things. Meanwhile, if prices deteriorate dramatically—and this is the point I was trying to bring out in the testimony—we might have to shut down. Let me refer back to the testimony of the Suncor people last March. In response to a question put by the Chairman with respect to what we would do with prices at a level of \$8 to \$10, the answer was, "I guess we have to shut down." The reason why the person could answer that so clearly was that at prices of \$8 to \$10, our judgment is there is no way in which we can continue to operate. But at current price levels, there may be a way. We are working to find it.

**Senator Olson:** You do not, however, have any suggestions to make at the moment in that regard?

**Mr. Thomson:** No, but I would like to be sure that I understand your question.

**Senator Olson:** You say there may be a way at current price levels. I suppose that current prices are somewhere around \$13 U.S. per barrel.

**The Chairman:** I believe that \$19.80 Canadian was quoted this morning.

**Mr. Dean Clay, Adviser to the Committee:** The price was \$19.80 Canadian per barrel.

**Mr. Thomson:** Prices have come up in the past few days, as I am sure senators are aware.

**Senator Olson:** I want to be clear that I understand what you mean by subsidies. You say that you are not in favour of them. I do not have any problem understanding that if you are

[Traduction]

quences économiques immédiates, pour garder ce genre d'usine en activité?

**M. Thomson:** Je voudrais bien avoir une réponse simple à vous fournir. Votre question est excellente, mais il m'est très difficile d'y répondre pour le moment. La raison en est que je ne sais pas vraiment jusqu'où nous pouvons aller du côté des coûts.

**Le sénateur Olson:** Vous avez déjà réalisé des progrès appréciables.

**M. Thomson:** En effet, et nous avons entrepris un effort intense d'amélioration de la productivité, qui est mis en œuvre en ce moment à l'usine. Cet effort battait son plein dans toutes les installations avant la grève. À l'heure actuelle, la marche de l'usine est assurée par les cadres, le personnel et quelques entrepreneurs, de sorte qu'il est difficile, dans ces conditions, de se concentrer sur l'amélioration de la productivité. Cependant, quand la grève sera réglée, nous reprendrons nos efforts acharnés d'accroissement de la productivité.

La productivité dépend de nombreux éléments, mais il y en a deux qui comptent sans doute plus que les autres. Le premier porte sur le rythme de production de l'usine et sa fiabilité. L'autre a trait au coût de la main-d'œuvre et des matières premières. À ce stade-ci, le processus fonctionne en ce sens que, lorsque les prix sont peu élevés, les pressions à la réduction des coûts et à l'accroissement de la productivité sont énormes. Je pense que cela est de mise dans les circonstances. Il faudra plusieurs mois, sinon quelques années, avant de savoir quels progrès nous pouvons réaliser sur ce plan. Cependant, si les prix se détériorent considérablement—et c'est le point que j'essayais de faire valoir dans mon exposé—nous pourrions être obligés de fermer. Permettez-moi de revenir au témoignage des représentants de Suncor en mars dernier. Le président nous ayant demandé ce que nous ferions si les prix étaient de l'ordre de 8 \$ à 10 \$, la réponse fut qu'il faudrait probablement fermer. La raison pour laquelle la réponse pouvait être aussi catégorique était que, à des prix de 8 \$ à 10 \$, il n'y avait à notre avis aucune possibilité de maintenir l'usine en activité. Cependant, aux prix actuels, il existe peut-être une possibilité. C'est ce que nous essayons de trouver.

**Le sénateur Olson:** Vous n'avez cependant aucune suggestion à faire pour le moment à cet égard?

**M. Thomson:** Non, mais j'aimerais être sûr de bien comprendre votre question.

**Le sénateur Olson:** Vous dites qu'il existe peut-être une possibilité aux prix actuels. Je présume que les prix actuels se situent aux environs de 13 \$ américains par baril.

**Le président:** Je pense que le cours affiché ce matin était de 19,80 \$ canadiens par baril.

**M. Dean Clay, conseiller du Comité:** Le prix était de 19,80 \$ canadiens par baril.

**M. Thomson:** Les prix se sont redressés depuis quelques jours, comme les sénateurs le savent certainement.

**Le sénateur Olson:** J'aimerais être sûr de comprendre ce que vous entendez par «subventions». Vous déclarez ne pas être en faveur des subventions. Je n'ai aucune peine à le comprendre si



[Text]

talking about a subsidy being a transfer from some other source of revenue to plants of this sort or, indeed, to the energy sector in general. But have you considered some other means by which a lesser obsession with deregulation could have a stabilizing effect on prices rather than the escalations and declines that occur without intervention or without regulation? Would you call such a thing a subsidy or is that a horse of a different colour?

**Mr. Thomson:** It is hard to know without having had the specific mechanism described, but let me step back a moment. I talked about support and, in the context you are using, I think it is synonymous with the word "subsidy". So let us assume that it is. I would judge that most price support mechanisms would require just that at some point in time. Rather than let the market work, there would be a need for intervention, and it is extremely difficult, in my opinion, for anyone to intervene well. It is not impossible, but very difficult.

**Senator Olson:** However difficult it may be, and however it may fly in the face of some philosophies with respect to economic activity that we hear espoused once in a while, it may still be preferable to the whole industry going down the drain—if I may use that term. I agree with you, quite frankly, that unless we are prepared to take some action, whatever that might be, to get an increasingly escalating flow out of those tar sands or heavy oil, we will be increasingly dependent on foreign supplies. In my view, that is the salvation of Canadian self-sufficiency. Perhaps the difficulty there and the value of Canadian jobs, and the income related to those jobs, might be worth the effort, however difficult it is.

**Mr. Thomson:** It could be, under certain conditions. I do not know what they are. It is not that I am unwilling to talk about them; I just simply do not know what those conditions are, in any great depth. I have not thought that through.

**Senator Olson:** Let me try to give you a brief explanation of what I envisage, which is some regulation with respect to wide swings or wide fluctuations in price, so that the price can be set at some level which the people on the production side of the industry can live with. That is on the down side. On the up side, probably the reason people were so annoyed about the NEP was that it prevented the price from changing during the wild swings on the up side. In other words, there would be a kind of flattening out of the price at a level with which people in the industry could live with and survive and perhaps even have a fairly viable company. That is what I am talking about. Are you not sure whether that would be a better system than letting all of the tar sands go down the drain? Because, from what we have heard, they are all cancelling all plans to expand tar sands production, whether it is at Peace River, Cold Lake, Fort McMurray, or wherever they are. They have all been put on hold.

[Traduction]

ce que vous entendez par «subventions» est un transfert de revenus provenant d'une autre source en faveur des usines de ce genre ou, en fait, du secteur énergétique dans son ensemble. Mais avez-vous pensé à d'autres mesures qui, si l'on était moins obsédé par la déréglementation, pourraient avoir un effet stabilisateur sur les prix, au lieu que ces derniers marquent les hausses et les baisses qui se produisent sans intervention ou sans réglementation? Seriez-vous prêt à parler de subventions dans ce cas ou s'agit-il de quelque chose de différent?

**M. Thomson:** Il est difficile de se prononcer sans une description précise du mécanisme envisagé, mais permettez-moi de prendre un peu de recul. J'ai parlé de «soutien» et, dans le contexte que vous évoquez, je pense que ce terme est synonyme de «subventions». Supposons donc qu'il s'agisse de subventions. C'est ce que nécessitent, en fait, à mon avis, la plupart des mécanismes de soutien des prix à un moment donné. Au lieu de laisser jouer le marché, une intervention serait nécessaire et, selon moi, il est extrêmement difficile à quiconque d'intervenir à bon escient. La chose n'est pas impossible, mais elle est très difficile.

**Le sénateur Olson:** Peu importe la difficulté des interventions et la manière dont elles sont considérées dans certaines conceptions de l'activité économique que nous entendons défendre de temps à autre, elles restent peut-être préférables à une disparition complète de l'industrie. A franchement parler, je conviens avec vous que, si nous ne sommes pas disposés à agir, peu importe la forme des mesures à prendre, pour accroître constamment la production de ces sables bitumineux ou de pétrole lourd, nous dépendrons de plus en plus des fournisseurs étrangers. A mon avis, c'est là que réside le salut de l'autosuffisance du Canada. Peut-être que les difficultés que cela pose ainsi que la valeur des emplois pour les Canadiens et le revenu provenant de ces emplois, valent qu'on produise cet effort, même s'il doit être pénible.

**M. Thomson:** Cela pourrait être le cas dans certaines conditions. Je ne puis préciser ces dernières. Non que je ne veuille point en parler, mais je suis tout simplement dans l'impossibilité de définir ces conditions de manière quelque peu précise. Je n'y ai pas suffisamment pensé.

**Le sénateur Olson:** Pourrais-je essayer de vous décrire brièvement ce que j'envisage? Je pense à une certaine réglementation grâce à laquelle les fluctuations brutales, les fortes variations de prix seraient établies à un niveau supportable pour les producteurs. Je parle ici des fluctuations à la baisse. En ce qui concerne les hausses, la raison pour laquelle les gens étaient si mécontents du PEN tenait probablement à ce qu'il empêchait les prix de monter en période de fortes variations à la hausse. Autrement dit, il y aurait une espèce de stabilisation des prix à un niveau qui serait supportable pour les membres de l'industrie et qui leur permettrait de survivre, et peut-être même d'avoir une entreprise relativement viable. Voilà ce que j'envisage. Ne pensez-vous pas que cela vaudrait mieux que de laisser disparaître l'industrie des sables bitumineux—car, d'après ce qu'on nous a dit, tout le monde annule ses plans d'accroissement de la production de sables bitumineux, que ce soit à Peace River, à Cold Lake, à Fort McMurray ou ailleurs? Tous ces projets ont été mis en veilleuse.



[Text]

**Mr. Thomson:** I find it difficult to respond. My objective in a broad sense would be to have energy costs that are internationally competitive here in Canada. One has to work his way through to a view about the importance of self-sufficiency and our ability to compete; and, from your statements, I assume that self-sufficiency is very important to you—and at times it can be very important to me. Also there are roles for plants such as ours in providing that self-sufficiency, and there are times in the life of a plant such as ours—such as the \$8 case, to pick an extreme—when some kind of support would probably be necessary. As to whether that should be a production subsidy, or whether it should be for giving interest on loans, or some sort of guarantee, I just do not know. I have not thought that through. The price mechanism is very complicated. It is difficult to put in and take out. I think I would be looking for something that would be easier to take out than the pricing mechanism. But that is a personal opinion; it has not been fully thought through.

**Senator Olson:** It seems to me that from the case that you have made in your brief, it may also be in the interests of the Canadian consumer that there be some reasonably high level of Canadian production that is available, and that it might be in their interest to pay a little bit for that in times of depressed prices, so that they have that available to them in times of so-called world shortage, which was alleged to have been the case in late 1979 and 1980. Whether or not that was real, we still do not know, but it was alleged that there was a shortage of production, and so prices went up about 80 per cent in one year. Do you think that the Canadian consumer might not have an interest in having some stability and therefore an escalating flow from the tar sands?

**Mr. Thomson:** A quick answer to your question is "Yes". Again, it is based on my belief that under certain conditions, under conditions of extremely low prices, that are adjudged to be of a short duration, that sort of support would be in the interests of the community, including consumers. It has to do with my view of longer term prices and the longer term viability of these plants, and the importance of some measure of productive capability here in Canada.

**Senator Olson:** You mentioned that the production costs at the existing Suncor plant at Fort McMurray are somewhere in the neighbourhood of \$20 Canadian.

**Mr. Thomson:** Yes, sir.

**Senator Olson:** What would a new plant cost?

**Mr. Thomson:** I don't know. Certainly the capital cost would be very much higher; but I just don't know.

**Senator Olson:** You would not care to volunteer a figure, to interest some investor in a new plant, with all of the same conditions that you have, such as—I do not know whether you call them ore bodies, but you know what I mean?

[Traduction]

**M. Thomson:** Il m'est difficile de répondre. Mon objectif, sur un plan général, serait d'avoir au Canada des coûts de l'énergie qui soient concurrentiels au niveau international. Chacun doit se faire une opinion sur l'importance de l'autosuffisance et notre capacité concurrentielle; je déduis de vos déclarations que l'autosuffisance revêt une grande importance pour vous—et elle peut parfois être très importante pour moi. Les usines comme la nôtre ont aussi un rôle à jouer pour assurer cette autosuffisance et il y a des moments dans la vie d'une usine comme la nôtre—comme l'éventualité du baril à 8 \$, pour prendre un cas extrême—où une forme quelconque de soutien est probablement nécessaire. Ce soutien doit-il prendre la forme d'une subvention à la production, d'une bonification d'intérêt débiteur ou d'une forme quelconque de garantie, je ne puis le dire. Je n'ai pas réfléchi à fond à cette question. Le mécanisme des prix est extrêmement compliqué. Il est difficile à mettre en place et à éliminer. Je pense que j'envisagerais une formule plus facile à éliminer qu'un mécanisme de fixation des prix. Mais il s'agit là d'une opinion personnelle; je n'ai pas réfléchi à tous les aspects de la question.

**Le sénateur Olson:** Il me semble que, d'après l'argumentation que vous avez développée dans votre exposé, qu'il est peut-être également avantageux pour le consommateur canadien d'avoir à sa disposition un volume relativement élevé de production au Canada et qu'il ait peut-être intérêt à payer un peu pour cela lorsque les prix sont bas, de manière à pouvoir disposer de cette production en période de prétendue pénurie mondiale, comme cela était censé être le cas à la fin de 1979 et 1980. Nous ne savons toujours pas si cette situation était ou non réelle, mais la production était prétendument insuffisante, de sorte que les prix augmentèrent d'environ 80 pour cent en un an. Ne pensez-vous pas que le consommateur canadien trouverait son intérêt à une situation de relative stabilité et, donc, à un accroissement de la production des sables bitumineux?

**M. Thomson:** Je répondrai sans hésitation à votre question par l'affirmative. Là encore, cette réponse repose sur ma conviction que, dans certaines conditions, caractérisées par des prix extrêmement bas, que l'on présume être de courte durée, un soutien de ce genre servirait les intérêts de la collectivité, consommateurs compris. Cette réponse est liée à ma conception des prix et de la viabilité de ces usines à long terme, ainsi qu'à l'importance du maintien d'une certaine capacité de production au Canada.

**Le sénateur Olson:** Vous avez mentionné que les coûts actuels de production de l'usine Suncor à Fort McMurray se situaient aux environs de 20 \$ canadiens.

**M. Thomson:** Oui monsieur.

**Le sénateur Olson:** A combien reviendrait une nouvelle usine?

**M. Thomson:** Je ne sais pas. L'investissement serait certainement beaucoup plus élevé, mais je ne pourrais le chiffrer.

**Le sénateur Olson:** Ne voudriez-vous pas avancer un chiffre, afin d'intéresser des investisseurs à une nouvelle usine, dans les mêmes conditions qu'à l'heure actuelle, comme par exemple

[Text]

**Mr. Thomson:** Yes.

**Senator Olson:** Would a new plant require an investment of \$25 per barrel, or \$30? Do you think anyone would be interested if it were up to \$30 Canadian? Some of your investment was made over 10 years ago.

**Mr. Thomson:** Well, to provide 10 per cent after tax return on our facility, built many years ago—and, I must add, to upgrade it regularly—it would require a price in the high \$20s Canadian. So perhaps it would require \$28 or \$29 Canadian to provide 10 per cent after tax return on our plant.

**Senator Olson:** Which is pretty reasonable or low, is it not?

**Mr. Thomson:** For a new plant it would be at least that and probably more.

**Senator Olson:** That means that we are not going to have any more new plants out of those enormous deposits until the price gets back up and there is some confidence that it is going to stay at \$28, \$30 or more per barrel.

**Mr. Thomson:** People are going to have to believe that prices will be higher than that; that's right.

**Senator Olson:** Do you think that is possible without some national policy that is going to ensure that prices will be at that level?

**Mr. Thomson:** Yes, sir.

**Senator Olson:** You do?

**Mr. Thomson:** Yes.

**Senator Olson:** In the immediate future, or until we get up to the limit of the shut-in, there are untapped resources in the international markets, such as the Saudis, who still have probably three million, four million or five million barrels per day that they could turn on if they chose. Some oil has been shut in. Apparently Nigeria has quite a bit.

**Mr. Thomson:** In the time that I have been in the industry, I have come to recognize that tar sands development is a very high cost source of oil. It is at the far end of the cost curve. I do not know how it compares with frontier oil or with upgraded heavy oil precisely, but I think that Canada needs to consider all the alternatives and that all of them will be very much involved in Canada's future. However, as to when, I do not know. To a large degree, that will be determined by international crude prices.

**Senator Olson:** My final question deals with a topic that is very important to your plant. Have you given any consideration to how long, in particular, Saudi Arabia, but there are other countries as well, will pursue this policy that delivers to

[Traduction]

pour des gisements—je ne sais pas si c'est comme ça que vous les appelez, mais vous savez ce que je veux dire?

**Mr. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Olson:** Est-ce qu'une nouvelle usine nécessiterait un investissement de 25 \$ par baril ou de 30 \$? Pensez-vous que quelqu'un serait intéressé si le coût montait à 30 \$ canadiens? Certains de vos investissements ont été faits il y a dix ans.

**M. Thomson:** Eh bien, pour obtenir un rendement de 10 pour cent après impôt sur votre installation, construite il y a plusieurs années—et, je dois l'ajouter, pour l'améliorer régulièrement—, il faudrait un prix voisin de 30 \$ canadiens. Il faudrait donc peut-être un prix de 28 ou 29 \$ canadiens pour obtenir un rendement après impôt de 10 pour cent sur notre usine.

**Le sénateur Olson:** Ce chiffre est assez raisonnable ou est-il faible?

**M. Thomson:** Pour une nouvelle usine, le chiffre serait probablement égal à ce niveau, et probablement plus élevé.

**Le sénateur Olson:** Cela signifie que nous n'aurons pas de nouvelle usine construire sur ces énormes gisements jusqu'à ce que les prix se redressent et qu'on s'attende raisonnablement à ce qu'ils demeurent à des niveaux de 28 \$, 30 \$ ou plus par baril.

**M. Thomson:** Il faudra que les gens estiment que les prix seront plus élevés que cela, c'est exact.

**Le sénateur Olson:** Pensez-vous que cela soit possible sans une politique nationale qui assure des prix de cet ordre?

**M. Thomson:** Oui, monsieur.

**Le sénateur Olson:** Vous le pensez?

**M. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Olson:** Dans un avenir immédiat ou jusqu'à ce que nous atteignons la limite de sous-utilisation, il y a des ressources en réserve sur le marché international, par exemple en Arabie Saoudite, qui pourrait probablement produire, si elle le voulait, trois, quatre ou cinq millions de barils de plus par jour. Une partie de la production possible de pétrole est gardée en réserve. C'est apparemment le cas, dans une certaine mesure au Nigéria.

**M. Thomson:** Depuis le temps que je suis dans le métier, j'en suis venu à prendre conscience que l'exploitation des sables bitumineux était une source extrêmement coûteuse de pétrole. Elle se situe à l'extrémité de la courbe des prix de revient. Je ne sais comment son coût se compare exactement à celui du pétrole des régions éloignées ou du pétrole brut amélioré, mais je pense que le Canada doit examiner toutes les solutions possibles et que toutes joueront un rôle important dans l'avenir du Canada. Cependant, je ne peux dire quand cela se produira. Cela dépendra dans une large mesure des prix internationaux du brut.

**Le sénateur Olson:** Ma dernière question porte sur un sujet extrêmement important pour votre usine. Vous êtes-vous demandé combien de temps l'Arabie Saoudite, en particulier—mais il y a également d'autres pays—pourra poursuivre cette politique

[Text]

them a higher market share? I believe it was said this morning that the Saudis are producing up to two million barrels of oil per day more than the world is absorbing. How long do you think that will go on? It must be of vital concern to your company.

**Mr. Thomson:** Yes, it is. Along with a few other things, I have not thought about much else for the last few months. It is vitally important to all of us in the oil business. I think the Saudis are attempting to prove a point now which came about as a result of their need for a change in strategy. A year ago they changed their strategy, virtually for survival reasons. Now, they are producing about two million barrels too much for the market to clear per day, which puts heavy pressure on prices. What they are trying to do is back off some non-OPEC production that was qualified by what I would call, very high prices, probably above equilibrium prices in an economic sense, of a few years ago. They are also looking for a relationship between lower prices and demand. Until those two issues—demand response and supply response—clarify themselves in the new pricing environment, we will not know the answer to your question. I think it will take one year or two years at least for those two issues to be clarified. Through that period I can see prices being quite volatile and probably not too different from what they are right now.

**Senator Olson:** You refer to it taking a year or two for the whole situation to clarify, but that does not necessarily mean the end of the pricing situation we see today?

**Mr. Thomson:** That is right.

**Senator Hays:** I would like to follow up on the line of questioning that Senator Olson has been pursuing. On the matter of tar sands development in general, a Canadian concern has to be the degree to which we are maintaining our technical ability to produce oil from that resource. If the worst scenario were to come to pass and Suncor and possibly Syncrude were to shut down, there would be a great loss to Canada in terms of engineering and technical expertise and so on. That is obvious. However, it is not clear to me what will happen if we simply maintain the existing plants. If Suncor stays in production and if some form of intervention comes forward to ensure that it continues to produce, what will happen in that environment as it regards the development of technical skills and this all-important, ongoing research? One way or another, we as a country should be prepared to pay to maintain this technology and this research, even though it may be through difficult intervention.

**Mr. Thomson:** We have the usual problems in a survival situation. You have put your finger on a very important potential vulnerability. When you are running to break even on a cash-cost basis, you look for whatever you can give up that will not affect your short-term situation or for whatever can make it better. I refer to things like research programs, some capital

[Traduction]

qui lui assure une part supérieure du marché? Je pense qu'on a dit ce matin que les Saoudiens produisaient jusqu'à deux millions de barils de pétrole par jour de plus que ce que le monde consomme. Combien de temps pensez-vous que cela va durer? Cette question est certainement d'un intérêt vital pour votre compagnie.

**M. Thomson:** Effectivement. Cette question, avec quelques autres, est au centre de mes préoccupations depuis quelques mois. Elle est d'une importance vitale pour nous tous, dans l'industrie pétrolière. Je pense que les Saoudiens essaient actuellement de démontrer un point qui découle de la nécessité de modifier leur stratégie. Il y a un an, ils ont changé de cap, presque pour une raison de survie. Ils produisent maintenant environ deux millions de barils de plus que le marché ne peut en absorber chaque jour, ce qui pèse fortement sur les prix. Leur objectif est de faire circuler une partie de la production des pays non membres de l'OPEP qui se caractérisait par ce que j'appellerai des prix extrêmement élevés, des prix sans doute supérieurs au niveau d'équilibre au sens économique, d'il y a quelques années. Ils essaient aussi d'établir un rapport entre des prix moins élevés et la demande. Jusqu'à ce que ces deux questions—la réaction de la demande et la réaction de l'offre—se clarifient dans le nouveau contexte de l'établissement des prix, nous ne connaîtrons pas la réponse à votre question. Je pense qu'il faudra au moins un ou deux ans pour que ces deux questions se décantent. D'ici là, je prévois des prix assez instables et probablement de l'ordre du niveau auquel ils se situent actuellement.

**Le sénateur Olson:** Vous dites qu'il faudra un an ou deux pour que toute la situation se décante, mais cela entraînera-t-il nécessairement la fin de la situation que nous constatons en ce moment en matière de prix?

**M. Thomson:** C'est exact.

**Le sénateur Hays:** J'aimerais poursuivre dans la même ligne que le sénateur Olson. En ce qui concerne l'exploitation des sables bitumineux en général, nous devons nous préoccuper au Canada de la mesure dans laquelle nous maintenons notre capacité technique d'extraire du pétrole de cette source. Dans le cas où le pire scénario viendrait à se concrétiser et où Suncor, et peut-être Syncrude, devrait fermer, ce serait une grande perte pour le Canada sur le plan du génie et des compétences techniques. Cela est évident. Je ne puis toutefois discerner ce qui se passera si nous nous contentons de maintenir les usines existantes. Si Suncor reste en activité et qu'une forme quelconque d'intervention soit adoptée pour garder cette usine en production, qu'arrivera-t-il dans ce contexte sur le plan du développement des compétences techniques et des activités continues de recherche, qui sont si importantes? D'une façon ou d'une autre, notre pays devrait être prêt à payer le maintien de cette technologie et de cette recherche, même si cela est au prix d'une intervention difficile.

**M. Thomson:** Nous éprouvons les problèmes habituels en situation de survie. Vous avez mis le doigt sur un domaine extrêmement important de vulnérabilité potentielle. Lorsque vous essayez de faire vos frais, vous cherchez à réaliser toutes les économies possibles qui n'entraîneront pas de détérioration de votre situation à court terme ou qui permettront de l'amé-



[Text]

programs and so on. We have worked hard, at least to this point in time, not to lose technology. On the other hand, even to keep the plant going requires a great deal of design capability, a great deal of know how and the development and maintenance of esprit de corps and of creative ways to make things happen. We are pursuing a number of ideas spawned as a result of this situation. Should they pay off they will be important contributions. So it is by no means one sided. But there is that vulnerability to which you have referred. At this point we have not gone down that track, but it is a possibility.

**Senator Hays:** So in the current situation we have not lost a significant amount of our potential to continue to develop tar sands. I do not see this as an acceptable route to follow but I shall ask the question anyway: Is there a way in a low-oil-price world to keep the technical side and shut the plant down at the same time? Or is it a situation where the people have to be working on something to maintain progress, esprit de corps and so on?

**Mr. Thomson:** One of the biggest problems we would have if we shut down, aside from the economical and technical problems of coming back up, has to do with people. Equipment can be managed, though it is very costly. Re-establishing the team and the know how is the problem, and it does not only apply to the research and technical side. There is a tremendous amount of know how involved in running those plants well and people are quite important to the process. As to how you handle it if you do shut down, I do not know. It would be very costly, and it would probably, by definition, be impossible to maintain the creative spark, push and the really good, creative people who want to get things done in that environment. It would be tough to keep the team together.

**Senator Hays:** You say in your brief that your costs are lower when you are running at full capacity here. A greater volume usually means lower production costs, and this is one of the ways in which you are trying to deal with the current pricing problem. On page eight, in the second last paragraph, you say that if you shut down you cannot bring the plant back to full production. What do you mean?

**Mr. Thomson:** There are technical risks, and in there I call them economic risks. What I mean by the latter is that it could be extremely expensive to bring that plant back up at all. We just do not know how much it would cost. It is a very harsh environment; if the plant is shut down for a while, regardless of how well you think you have shut it down and how much money you are spending to maintain it in good state, when it is not operating, you do not know what kind of state it is in and your instruments could start to go on you; there are electronic probes throughout the plant, with a very sophisticated control system. You can lose that, and it is extremely expensive to build it back in. Therefore, as you approached start-up and

[Traduction]

liorer. Je veux parler d'éléments comme les programmes de recherche et certains programmes d'investissement, entre autres choses. Nous avons déployé beaucoup d'efforts, au moins jusqu'à maintenant, pour ne pas perdre notre technologie. Par ailleurs, ne serait-ce que pour garder l'usine en activité, il faut posséder de grandes compétences techniques, avoir beaucoup de savoir-faire, développer et maintenir l'esprit de corps et mettre au point des procédés originaux. Nous donnons suite à un certain nombre d'idées engendrées par cette situation. Si ces idées se révèlent rentables, elles apporteront une contribution importante. Par conséquent, la situation n'a pas que des inconvénients. Mais la vulnérabilité à laquelle vous avez fait allusion existe. Nous n'en avons pas pris le chemin jusqu'ici, mais cette possibilité existe.

**Le sénateur Hays:** Par conséquent, pour le moment, votre potentiel d'exploitation continue des sables bitumineux n'a pas diminué de manière sensible. Je ne considère pas cela comme une solution acceptable, mais je vous pose quand même la question: existe-t-il une façon, dans une situation de faibles prix mondiaux du pétrole, de maintenir les capacités techniques tout en fermant l'usine? Ou faut-il que les gens travaillent à un projet pour maintenir le progrès et l'esprit de corps, entre autres choses?

**M. Thomson:** L'un des plus gros problèmes auquel nous serions confrontés si nous devions fermer, mis à part les difficultés économiques et techniques d'une remise en marche, est le problème humain. On peut s'occuper du matériel, bien que cela coûte très cher. Reconstituer une équipe et les compétences, voilà le problème, et il ne s'applique pas seulement à la recherche et aux activités techniques. La bonne marche de ces usines exige un incroyable savoir-faire, et le personnel est assez important à cet égard. Je ne sais pas ce qui se passerait sur ce plan si nous fermons l'usine. Cela coûterait très cher et il serait probablement impossible par définition, dans ces conditions, de garder l'esprit créateur, la vitalité et les gens vraiment compétents et inventifs qui tiennent à réaliser des progrès. Il serait difficile de maintenir la cohésion de l'équipe.

**Le sénateur Hays:** Vous déclarez dans votre exposé que vos coûts sont moins élevés lorsque l'usine à plein rendement. Un volume supérieur se traduit habituellement par des coûts de production plus faibles; c'est l'un des moyens par lesquels vous essayez de régler le problème actuel de prix. A la page 8, à l'avant-dernier paragraphe, vous déclarez que, si vous fermez l'usine, vous ne pourrez lui faire retrouver son rythme maximal de production. Que voulez-vous dire?

**M. Thomson:** Il existe des risques techniques, que j'ai qualifiés de risques économiques. Je veux dire par là qu'il pourrait être extrêmement coûteux de remettre l'usine en marche. Nous ne savons tout simplement pas à combien cela reviendrait. L'usine est située dans un milieu très rigoureux; si elle est fermée pendant un certain temps, peu importe les précautions que vous avez prises et l'argent que vous dépensez pour la garder en bon état, si elle ne fonctionne pas, vous ne savez pas dans quel état elle se trouve et les instruments pourraient commencer à «lâcher»; il y a des sondes électroniques dans toute l'usine, avec un système de contrôle très perfectionné. Vous risquez de perdre ce système, qu'il serait extrêmement coûteux de réins-

*[Text]*

you found out what was wrong with the plant in the first few days of approaching running it, it could cost dozens or even hundreds of millions of dollars to get it back up again, depending on how long it was down and on many other variables. So, economically, unless you thought prices were going to be very high, you might be precluded from starting up. That was that side of it.

On the technical side, some of the things that I mentioned are also important. It may be very difficult to, in fact, do some of the things without enormous costs, plus you have lost your personnel.

**Senator Hays:** Staying on the plant for one more question, what is the dollar in taxes left figure? How does that arise? You moved from \$7 to \$1. What is the \$1?

**Mr. Thomson:** The PGRT has been eliminated and there is a very low rate of crown royalty. We also have an overriding royalty with a company named Norcen that owned one of the leases we mine and the bulk of that \$1 plus—it is a little over a dollar—goes to Norcen.

**Senator Hays:** Thank you. I now have some standard questions. I can appreciate being associated with a company that has a 70,000-barrels-a-day refinery in Sarnia. You must be pretty careful not to meet yourself coming down the other side of the same street on this pricing and support issue. In any event, to what extent do you supply your own product for your refinery operation, from your upstream?

**Mr. Thomson:** We are fairly close to being balanced. We have a refinery that runs at usually around 60,000 barrels a day, or a little bit above that and we would like to produce at least 50,000 from Fort McMurray. Some of that goes to the synthetic crude refinery in Edmonton and some of it comes to our own refinery. We produce 10,000 to 15,000 barrels a day outside of the synthetic crude plant, some of which goes to our own refinery and some of which we sell. Also, we buy perhaps 8,000 to 10,000 barrels a day in the market.

**Senator Hays:** How does that conventional and synthetic crude move? Are you actually moving your own product to your own refinery?

**Mr. Thomson:** In some cases, yes.

**Senator Hays:** How much offshore are you using in Sarnia. Is that something that is very tempting to you, or are you resisting or do you have your own upstream?

**Mr. Thomson:** No, we would use it if we could get it at better prices, but so far we have not been able to.

**Senator Hays:** You have not been able to. The last question I would like to deal with is again one we have asked of other witnesses. I have been the one putting it today anyway, and it

*[Traduction]*

taller. Ainsi, si vous vouliez remettre l'usine en marche et que vous vous aperceviez de ce qui ne pas dans les quelques jours précédant la remise en activité, il pourrait vous en coûter des dizaines, voire des centaines, de millions de dollars pour la remettre en marche, tout dépendant de la durée pendant laquelle elle aurait été fermée et de nombreuses autres variables. Par conséquent, sur le plan économique, à moins que vous ne prévoyiez des prix extrêmement élevés, vous pourriez être empêchés de remettre l'usine en marche. C'était là un des aspects.

Sur le plan technique, certains des éléments que j'ai mentionnés sont également importants. Il pourrait être extrêmement difficile, en fait, de procéder à certaines tâches sans d'énormes dépenses, sans compte que vous auriez perdu votre personnel.

**Le sénateur Hays:** Une dernière question pour en finir avec l'usine: quel est le dollar qui vous reste à payer en taxes? Comment s'établit-il? Vous êtes passés de 7 \$ à 1 \$. A quoi correspond le 1 \$?

**M. Thomson:** La TRPG a été éliminée, et le taux de redevance provinciale est très faible. Nous devons aussi payer une redevance à une société appelé Norcen qui était propriétaire de l'une des concessions que nous exploitons; la majeure partie de ce 1 \$—en fait un peu plus de 1 \$—revient à Norcen.

**Le sénateur Hays:** Je vous remercie. Je voudrais maintenant poser quelques questions usuelles. Je peux comprendre ce que signifie d'être associé à une compagnie qui possède une raffinerie d'une capacité de 70 000 barils par jour à Sarnia. Vous devez faire attention à ne pas entrer en contradiction avec vous-même sur cette question des prix et du soutien. En tout état de cause, dans quelle mesure fournissez-vous votre propre produit à votre raffinerie, à partir de vos opérations amont?

**M. Thomson:** Nous sommes assez près de l'équilibre. Nous avons une raffinerie qui produit habituellement environ 60 000 barils par jour ou un peu plus, et nous aimerions produire au moins 50 000 barils à Fort McMurray. Une partie de cette production est destinée à la raffinerie de brut synthétique d'Edmonton et le reste est acheminé vers notre propre raffinerie. Nous produisons de 10 000 à 15 000 barils par jour hors de l'usine de brut synthétique, dont une partie alimente notre propre raffinerie, le reste étant vendu. De plus, nous achetons de 8 000 à 10 000 barils par jour, peut-être, sur le marché.

**Le sénateur Hays:** Comment ce brut ordinaire et synthétique est-il transporté? Est-ce que vous transportez votre propre produit à votre raffinerie?

**M. Thomson:** Dans certains cas, oui.

**Le sénateur Hays:** Quelle quantité de pétrole étranger utilisez-vous à Sarnia? Est-ce une source d'approvisionnement qui vous intéresse beaucoup, essayons-vous de ne pas l'utiliser ou avez-vous votre propre approvisionnement en amont?

**M. Thomson:** Non, nous l'utiliserions si nous pouvions en obtenir à meilleur prix, mais nous en avons été incapables jusqu'ici.

**Le sénateur Hays:** Vous en avez été incapables. La dernière question que j'aimerais poser est une question que nous avons adressée à d'autres témoins. En tout cas, c'est moi qui l'ai



[Text]

has to do with posted prices. How do you, as a refiner, determine the posted price? I do not know whether you are familiar with what we have been hearing, but we have heard quite a bit of evidence on this. Most recently, we had PanCanadian as a witness and they gave us a thorough set of statistics showing how they thought that the current posted price of Canadian refiners—and I know you are not one of the big four—was not all that fair. What would be fair would be something like a rated price of 70 per cent U.S. posted in Chicago and a 30 per cent spot, and posted by the top six or eight refiners. They said that that, less the transportation costs, really should be the price in Edmonton and you could relate other posted prices to that.

Various integrated major companies have told us how they determine their posted price. How do you determine your posted price?

**Mr. Thomson:** We are pretty well in balance, as I mentioned, so that, compared to, say, PanCanadian, the issue would be much lower on our management priority list. I cannot say we are indifferent to that price, but relative to someone like that, we would be. What you do not get in one pocket, you get in the other.

The way we set our postings is that some of it is by contract. Synthetic crude is related to other fields, and on the conventional oil, we set it based on what our purchasing people feel is the price that is necessary against the competing purchases to get the crude grades we want. Therefore we sense the market, and we post accordingly.

**Senator Hays:** Therefore you look at other posted prices, basically, to determine your posted price?

**Mr. Thomson:** Yes.

**Senator Hays:** The price to your upstream on the synthetic, is that the same price?

**Mr. Thomson:** That price is based on the contract prices that are related to a contract that was set up years ago. It is the Shell purchase contract.

**Senator Lefebvre:** Following along the lines of some of the questions that have already been addressed, I think it is very important to note that on pages 7 and 8 you explain the very critical times that your oil sands operation is going through. There you say:

If the plant were to close, the economic impact would be felt not only in northern Alberta, but throughout the country.

You also say:

The situation in the oil sands, then, raises the question, as to whether there are community interests involved here beyond the dictates of the market place.

As far as I am concerned, the answer to your question is yes, and I believe that the members of this committee are in full

[Traduction]

posée aujourd'hui, et elle se rapporte aux prix affichés. Comment déterminez-vous, à titre de raffineurs, le prix affiché? Je ne sais pas si vous êtes au courant de ce qui nous a été dit à ce sujet, mais nous avons entendu d'assez longs témoignages à ce propos. Dernièrement, ont comparu devant nous des représentants de Pan-Canadian, qui nous ont fourni un ensemble complet de statistiques nous montrant comment, à leur avis, le prix actuellement affiché par les raffineurs canadiens—et je sais que vous ne faites pas partie des quatre grands—n'était pas si juste que cela. Ce qui serait juste serait un prix coté de 70 pour cent du prix américain affiché à Chicago et de 30 pour cent sur le marché au comptant, qu'afficheraient les six ou huit principaux raffineurs. Ces témoins nous ont déclaré que ce prix-là, diminué des frais de transport, devrait constituer en réalité le prix à Edmonton et que l'on pourrait y relier les autres prix affichés.

Diverses grandes sociétés intégrées nous ont exposé la manière dont elles déterminaient leur prix affiché. Comment établissez-vous le vôtre?

**M. Thomson:** Notre situation est à peu près équilibrée, comme je l'ai indiqué, de sorte que par comparaison avec Pan Canadian, par exemple, cette question est beaucoup moins importante pour nos dirigeants. Je n'irai pas jusqu'à dire que nous sommes indifférents à ce prix, mais par rapport à quelqu'un dans la situation de Pan Canadian, nous le sommes. Ce que vous ne recevez pas d'un côté, vous l'obtenez de l'autre.

Nous établissons nos prix affichés en partie par voie contractuelle. Le brut synthétique est lié à d'autres secteurs; pour ce qui est du pétrole ordinaire, nous établissons le cours d'après l'opinion que nos acheteurs se font du prix nécessaire, par rapport aux acheteurs concurrents, pour obtenir les qualités de brut que nous désirons. Ainsi, nous «sentons» le marché et établissons nos prix en conséquence.

**Le sénateur Hays:** Par conséquent, vous examinez les autres prix affichés, au fond, pour déterminer le vôtre?

**M. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Hays:** Le prix offert en amont pour le synthétique, est-ce le même?

**M. Thomson:** Ce prix-là est fondé sur les prix contractuels, qui sont liés à un contrat conclu il y a des années. C'est le contrat d'achat de Shell.

**Le sénateur Lefebvre:** Pour continuer sur la lancée de certaines des questions qui ont déjà été posées, je crois qu'il est très important de relever que, aux pages 7 et 8, vous expliquez la période très difficile que traverse actuellement votre usine de sables bitumineux. Vous y déclarez:

Si l'usine devait fermer, les effets économiques en seraient ressentis non seulement dans le nord de l'Alberta, mais dans tout le pays.

Vous dites aussi:

La situation dans l'exploitation des sables bitumineux amène donc à se demander si l'on se trouve en présence d'intérêts collectifs dépassant les impératifs du marché.

En ce qui me concerne, je réponds par l'affirmative à votre question et j'estime que les membres de ce comité sont entière-



## [Text]

agreement with that, because in our interim report, as you quite rightly pointed out, we do make recommendations that certain of Canada's energy projects be given support in critical times. I think it is true to say that Senator Olson, Senator Hays and other members of this committee believe that, in the national interest, it would be very important to preserve the expertise that has been built up in the oil sands operation and the high technology aspect of that. Further, it is in the national interest to have security of supply, and I believe that if it were explained fully to Canadians in general how we must never again be at the mercy of offshore oil to supply Canadians in the future, in certain cases I think there is a great possibility that Canadians would be willing to pay a certain price for this facility. You quite rightly, of course, state:

The object of the support would be to sustain the operation long enough to assess long-term market conditions and to ensure every possible cost reduction and production efficiency has been found and implemented.

I am very happy that you put that in there, because the reaction out there sometimes is: "There goes the government, sticking their nose into something that the oil patch has been clamouring for them to get out of for years and there will be inefficiency, et cetera, if the government gets involved." Personally, I believe that sufficient rules and regulations can be put in place to prevent this from happening. In any case, I think you have a lot of support here on this particular aspect. Mr. Thomson, that was not exactly a question, as you can well understand. At the bottom of page 2 of the brief you talk about nonconventional production from the Fort Kent, Alberta *in situ* heavy oil project, and you say that that averaged 3,000 barrels a day in 1985. You go on to explain that that you did have plans for an *in situ* heavy oil project at Burnt Lake, a little farther north of Fort Kent. You say that you were going to go into the first phase of an eventual 25,000 barrels a day project.

If that decision had been made last year, what would the lead time have been? Had you gone ahead with that decision, when would you have started production?

**Mr. Thomson:** The plan was to start putting steam in this fall and perhaps getting some production late this year. Certainly by the second quarter of next year we would have had considerable production.

**Senator Lefebvre:** In other words, the lead time is too short to start investing in that because you think the current situation will prevail for some time. This morning Mr. Taylor from Shell—and I do not want to misquote Mr. Taylor—said that they thought it would be four years before there is any appreciable increase in the price.

Is that the major reason for putting this off?

**Mr. Thomson:** That is part of it, but a few months ago, certainly two months ago, and certainly now, decisions of this sort

## [Traduction]

ment d'accord avec cette affirmation car, dans notre rapport provisoire, comme vous l'avez souligné à juste titre, nous recommandons effectivement que certains projets d'exploitation de l'énergie au Canada bénéficient d'un soutien quand la situation est critique. On peut affirmer, je le pense, que le sénateur Olson, le sénateur Hays et les autres membres de ce comité sont d'avis que, dans l'intérêt national, il serait très important de maintenir les compétences qui ont été acquises dans l'exploitation de sables bitumineux et les techniques de pointe utilisées dans ce domaine. En outre, la sécurité de l'approvisionnement sert l'intérêt national et je crois que, si l'on expliquait bien à l'ensemble des Canadiens pourquoi nous ne devons plus jamais être à la merci du pétrole étranger pour approvisionner le Canada à l'avenir, il y aurait à mon avis de fortes chances, dans certains cas, pour que les Canadiens soient prêts à payer un certain prix pour soutenir cette installation. Vous déclarez à juste titre, bien entendu:

Le soutien aurait pour objet de maintenir l'usine en activité suffisamment longtemps pour permettre d'évaluer la situation du marché à long terme et de s'assurer que toutes les possibilités de compression des coûts et d'accroissement de l'efficacité ont été décelées et mises en oeuvre.

Je suis très heureux que vous ayez fait cette déclaration, car on assiste parfois au genre de réactions suivantes: «Voilà encore l'État qui fourre son nez dans un domaine dont les milieux pétroliers lui disent de se retirer depuis des années, et l'efficacité en souffrira, entre autres choses, si le gouvernement s'en mêle.» J'estime personnellement qu'on peut mettre en place des règles suffisantes pour éviter cela. De toute manière, je crois que vous bénéficiez d'un appui considérable sur ce point particulier. Mr. Thomson, il ne s'agissait là pas exactement d'une question, comme vous l'avez sûrement compris. En bas de la deuxième page de l'exposé, vous mentionnez la production de pétrole lourd in situ à Fort Kent (Alberta), qui a été selon vous de 3 000 barils par jour en moyenne en 1985. Vous expliquez que vous aviez un projet d'exploitation de pétrole lourd in situ à Burnt Lake, un peu au nord de Fort Kent. Vous vous apprêtez, selon vos dires, à entreprendre la première phase d'un projet devant produire 25 000 barils par jour.

Si cette décision avait été prise l'an dernier, quel aurait été le délai de mise en oeuvre? Si vous aviez donné suite à cette décision, quand la production aurait-elle commencé?

**M. Thomson:** Notre projet était de commencer à injecter de la vapeur cet automne et à obtenir une certaine production vers la fin de l'année, peut-être. Il est certain que, d'ici le deuxième trimestre de l'an prochain, nous aurions enregistré une production considérable.

**Le sénateur Lefebvre:** En d'autres termes, le délai est trop court pour commencer à investir dans ce domaine parce que, à votre avis, la situation actuelle se maintiendra pendant un certain temps. Ce matin, M. Taylor—et je ne voudrais pas travestir sa pensée—ont déclaré que, à leur avis, il faudrait attendre quatre ans pour constater une hausse appréciable des prix.

Est-ce la principale raison du report de ce projet?

**M. Thomson:** C'est l'une des raisons, mais il y a quelques mois, et certainement il y a deux mois tout comme aujourd'hui, les décisions de ce genre étaient relativement sim-

[Text]

are relatively simple to make; we just do not have the money. It is a cash flow issue.

**Senator Lefebvre:** That is a good enough answer.

**Mr. Thomson:** With respect to the Burnt Lake decision, that has been deferred. As to whether we will go ahead or not, and on what basis, we have not yet decided. A number of decisions have been taken simply because we do not have the money.

**Senator Lefebvre:** In any event, it sounds as if you need approximately a year or a year-and-a-half lead time before you go into production.

If there were an upturn one year from now, and the conditions were more favourable, in a year-and-a-half from then you could be in production?

**Mr. Thomson:** Yes, we could.

**Senator Lefebvre:** The Ontario government owns 25 per cent of your company. Does that give the Government of Ontario the right to name a certain number of people to the Board of Directors of Suncor Inc.?

**Mr. Thomson:** Yes, three.

**Senator Lefebvre:** How many sit on the board?

**Mr. Thomson:** There are 15 on the board.

**Senator Lefebvre:** Does the Province of Ontario get involved in the day-to-day operations of the company as well?

**Mr. Thomson:** No, it does not.

**Senator Lefebvre:** Some time ago, if I recall correctly, the current Government of Ontario announced its intentions to divest itself of its share in your company. Is that correct?

**Mr. Thomson:** Yes.

**Senator Lefebvre:** Is that still being negotiated?

**Mr. Thomson:** It has not been negotiated. There have been what I call informal talks, but no negotiations in the sense that discussions on numbers have taken place. I will leave it at that.

**Senator Lefebvre:** Could you elaborate on the term "managed accounts" when you speak about your retail operations? Is that the same thing as consignment accounts?

We know there are a number of different types of retail outlets in the business. We know that some of them are truly independent, and some are not so independent. This sounds like you are managing everything, including the price at the pump.

**Mr. Thomson:** I would be glad to elaborate on that. Sunoco has developed an expertise in being able to manage retail service stations. In a number of cases, Sunoco has made a deal with a chain. Turbo is an example of a chain in Ontario where Sunoco has, through a contractual relationship, in fact taken

[Traduction]

ples à prendre; nous n'avons tout simplement pas les fonds nécessaires. C'est une question de trésorerie.

**Le sénateur Lefebvre:** C'est une raison suffisante.

**M. Thomson:** En ce qui concerne le projet de Burnt Lake, il a été remis à plus tard. Nous n'avons pas encore décidé si nous y donnerions suite ou non, et dans quelles conditions. Un certain nombre de décisions ont été prises tout simplement parce que nous n'avions pas l'argent voulu.

**Le sénateur Lefebvre:** De toute façon, il semblerait que vous ayez besoin d'un délai d'un an à un an et demi pour entrer en production.

S'il se produisait un redressement d'ici un an et que les conditions soient plus favorables, vous pourriez entrer en production un an et demi après cette date?

**M. Thomson:** Oui, nous le pourrions.

**Le sénateur Lefebvre:** Le gouvernement de l'Ontario est propriétaire de 25 pour cent de votre compagnie. Est-ce que cela lui donne le droit de nommer un certain nombre d'administrateurs de Suncor Inc.?

**M. Thomson:** Oui, trois.

**Le sénateur Lefebvre:** Combien avez-vous d'administrateurs?

**M. Thomson:** Le conseil d'administration compte 15 membres.

**Le sénateur Lefebvre:** Est-ce que le gouvernement de l'Ontario s'intéresse également aux activités quotidiennes de la compagnie?

**M. Thomson:** Non.

**Le sénateur Lefebvre:** Il y a quelque temps, si ma mémoire est fidèle, l'actuel gouvernement de l'Ontario a annoncé son intention de se départir des actions qu'il possède dans votre compagnie. Est-ce exact?

**M. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Lefebvre:** Est-ce que la chose est encore en négociation?

**M. Thomson:** Elle n'a pas été négociée. Il y a eu ce que j'appellerais des entretiens informels, mais aucune négociation, si l'on entend par cela que des chiffres ont été avancés ou qu'on a discuté de ces chiffres. Je m'en tiendrai là.

**Le sénateur Lefebvre:** Pourriez-vous développer la notion de «comptes sous gestion», quand vous parlez de vos activités de vente au détail? Est-ce la même chose que des comptes en consignation?

Nous savons qu'il existe différents genres de points de vente dans votre industrie. Nous savons que certains sont gérés par de véritables indépendants et que d'autres ne sont pas si indépendants que cela. On dirait que vous gérez tout, y compris le prix à la pompe.

**M. Thomson:** Je serais heureux de fournir des précisions à ce sujet. Sunoco a acquis des compétences qui ne sont pas sans équivalent, mais elle est certainement compétente dans la gestion des stations de service au détail. Dans plusieurs cas, Sunoco a conclu une entente avec une chaîne. Turbo est un

*[Text]*

over the management of that retail chain. In some cases, the brands are maintained as they were, and in some cases they are changed. That is what we mean by "managed accounts".

Sears is another example. We manage the Sears gasoline outlets all over Canada.

**Senator Lefebvre:** Are the employees of those outlets employees of Sunoco, or are they working on a commission basis? Do you tell them the price at which they can sell the product?

**Mr. Thomson:** In all cases I am not sure. As a generality, they are Sunoco employees. I am wondering about Sears. I am just not sure. In many cases, they are Sunoco employees and the price point is managed by Sunoco.

**Senator Lefebvre:** How many retail outlets do you have in Canada?

**Mr. Thomson:** 900 to 1,000.

**Senator Lefebvre:** Using 1,000 as a base, how many would be completely independent? In other words, how many do not owe you mortgage money, own the facilities and gasoline, and how many are tied to you through mortgages, consignments or working from facilities that you own?

**Mr. Thomson:** Let me try to answer that this way because it is the way I have the data in front of me. If the answer is not satisfactory, I can get you the data as you wish to have it.

Of the total number of accounts that we operate, we set the price for approximately 45 per cent, or 435. That includes Sears and some of the others I have mentioned. There are 126 in which we own the facilities and lease them to others, and they set the price. Then there are 397 dealer-owned stations, and they set their own price. There are 24 distributors. They sell to other outlets and they set the price.

**Senator Lefebvre:** Out of the 400 dealer-owned stations, do you have the mortgage on some of those and are they, in effect, tied into your company through those mortgages for terms varying from 10 to 25 years?

**Mr. Thomson:** There are some, but I do not know how many.

**Senator Lefebvre:** You do not have those numbers?

**Mr. Thomson:** I can get those for you, senator.

**Senator Lefebvre:** Respecting the 45 per cent that you own and manage, how do you go about advising the manager that he must change his pump prices up or down immediately? How is that decision arrived at? In other words, there is stock on hand, and for some reason you think the price should go down or up. How do you go about that?

*[Traduction]*

exemple de chaîne située en Ontario dans laquelle Sunoco, en vertu d'un contrat, a en fait repris la gestion des points de vente au détail. Dans certains cas, les marques sont gardées telles quelles et dans d'autres elles sont modifiées. Voilà ce que nous entendons par «comptes sous gestion».

Sears est un autre exemple. Nous gérons les points de vente d'essence Sears dans tout le Canada.

**Le sénateur Lefebvre:** Les personnes travaillant dans ces points de vente sont-elles toutes des employés de Sunoco ou sont-elles rémunérées à la commission? Est-ce vous qui déterminez le prix auquel elles peuvent vendre les produits?

**M. Thomson:** Je ne suis pas sûr de la réponse dans tous les cas. En général, ces personnes sont des employés de Sunoco. Pour Sears, je me demande. Je n'en suis pas si sûr. Dans nombre de cas, ce sont des employés de Sunoco et le prix est géré par Sunoco.

**Le sénateur Lefebvre:** Combien de points de vente au détail avez-vous au Canada?

**M. Thomson:** De 900 à 1 000.

**Le sénateur Lefebvre:** Si l'on prend 1 000 pour base, combien sont complètement indépendants? Autrement dit, combien n'ont pas de dette hypothécaire envers vous, sont propriétaires des installations et de l'essence et combien sont liés à vous par une hypothèque, un contrat de consignation ou l'utilisation d'installations qui vous appartiennent?

**M. Thomson:** Permettez-moi d'essayer de répondre de la manière dont je vais le faire, parce que les données que j'ai devant moi sont présentées ainsi. Si la réponse ne vous donne pas satisfaction, je peux vous obtenir les données sous la forme que vous désirez.

Parmi les comptes que nous gérons, nous fixons le prix de 435 d'entre eux, soit environ 45 pour cent. Cela comprend Sears et certaines des autres chaînes que j'ai mentionnées. Il y a 126 points de vente où nous sommes propriétaires des installations qui sont louées à bail à d'autres, lesquels fixent le prix. Il y a ensuite 397 stations appartenant à des concessionnaires, qui fixent leur propre prix. Il y a enfin 24 distributeurs. Ceux-ci vendent à d'autres points de vente; ils établissent leur prix.

**Le sénateur Lefebvre:** Sur les 400 stations appartenant à des concessionnaires, avez-vous une créance hypothécaire sur certaines d'entre elles ou sont-elles liées dans les faits à votre compagnie par le biais de ces hypothèques, pour une durée allant de 10 à 25 ans?

**M. Thomson:** Il y en a quelques-unes, mais je ne sais pas combien.

**Le sénateur Lefebvre:** Vous n'avez pas ces chiffres?

**M. Thomson:** Je peux vous les obtenir, monsieur le sénateur.

**Le sénateur Lefebvre:** En ce qui concerne les 45 pour cent que vous possédez et gérez, comment vous y prenez-vous pour dire au gérant d'une station-service qu'il doit immédiatement baisser ou hausser ses prix à la pompe? Comment cette décision est-elle prise? Autrement dit, il y a des stocks existants et, pour une raison quelconque, vous pensez que le prix doit diminuer ou augmenter. Comment vous y prenez-vous?



**[Text]**

**Mr. Thomson:** That is a simple process, in a sense, and in another sense it is a very complicated process. It is simple in the sense that often we key off a particular competitor. It is simple in that one can generalize and say the way we set prices is with respect to the market.

Where you position yourself in that market on any given day, month or year depends on many things, and that is where it gets complicated, because if you are in the situation where you are not competitive from a promotion point of view, or it turns out you are not because you are losing customers, then you may have to be a little more aggressive in the pricing and wrench it down to be sure you are with this guy rather than that guy in a local trading area because this guy is more competitive, or you could be a little quicker putting the price down or a little slower putting it up. On the other hand, if your volumes are pretty good and your profitability is not, just to go to the other end of the spectrum, you may do just the opposite. You may say, "Well, let's key in on this guy, or let's go up fast on Sunday night and not go down so fast on Friday night." So, it is a complicated communications process.

**Senator Lefebvre:** We have had some testimony here in the committee that a good way to watch gas prices is to watch for holiday weekends. Inevitably, on the Friday morning of a long weekend you will see prices at the gas pump go up.

We are coming into the first holiday weekend of the summer. Do you expect an increase in prices at your gas pumps between now and Friday afternoon?

**Mr. Thomson:** Well, that is fascinating. I go to north of Toronto often.

**Senator Lefebvre:** That is exactly where we were told that it happened.

**Mr. Thomson:** And I can find a place where it goes down on Friday. But people do take advantage of a market situation, if they can, and the market works in that end of the business as well as any market I have ever seen and any I have ever heard of. It is ferociously competitive.

**The Chairman:** You said some had a unique expertise. Could you enlighten us on this "unique expertise?"

**Mr. Thomson:** Well, I hedged on the "unique." I think I was boasting a little bit.

As you may know, I have not been with Suncor for very long—about a year and a half. I have had a lot of experience in other parts of the industry, but I was quite impressed with Sunoco's ability to manage retail stores. They do it well. That is what I was referring to. They have used it to pick up a number of these managed accounts, and I now have the list in front of me: Comet, V-plus, Calex and Sears are all managed by Sunoco and they do it at a profit.

**[Traduction]**

**M. Thomson:** Il s'agit d'un processus simple dans un sens et très compliqué dans un autre. La chose est simple dans la mesure où nous fixons souvent notre prix en fonction d'un concurrent particulier. Elle est simple en ce sens que, en généralisant, on peut dire que nous établissons nos prix en fonction du marché.

La façon dont on se «positionne» sur ce marché au cours d'une journée, d'un mois ou d'une année donnée dépend de nombreux facteurs, et c'est là que les choses se compliquent, parce que si l'on n'est pas concurrentiel sur le plan promotionnel ou qu'il apparaît qu'on ne l'est pas parce qu'on perd des clients, il se peut qu'on devienne un peu plus agressif dans l'établissement des prix et qu'on les abaisse pour être sûr d'être avec *un tel* plutôt qu'un autre dans une zone locale de vente parce que *celui-là* est plus compétitif, ou il se pourrait que vous soyez un peu plus rapide à baisser et un peu plus lent à augmenter les prix. Par ailleurs, si votre volume est satisfaisant mais pas votre rentabilité—pour aller à l'autre extrême de l'éventail—, vous pourriez faire exactement le contraire. Vous pourriez décider de vous aligner sur quelqu'un et de monter les prix rapidement le dimanche soir et lentement le vendredi soir. Il s'agit donc d'un processus de communication compliqué.

**Le sénateur Lefebvre:** Selon certains témoignages entendus par ce comité, une bonne manière d'observer les prix de l'essence consiste à surveiller les longues fins de semaine. Le vendredi matin d'une longue fin de semaine, vous constaterez invariablement que les prix à la pompe augmentent.

Nous arrivons à la première longue fin de semaine de l'été. Prévoyez-vous une augmentation du prix de l'essence à vos pompes d'ici vendredi après-midi?

**M. Thomson:** Eh bien, ceci est fascinant. Je vais souvent au nord de Toronto pour...

**Le sénateur Lefebvre:** C'est exactement là où l'on nous a dit que cela se produisait.

**M. Thomson:** J'arrive à trouver une station-service où le prix baisse le vendredi. Mais les gens profitent effectivement de la situation du marché s'ils le peuvent, et le marché joue dans ce secteur d'activité aussi bien que dans n'importe quel autre, autant que j'ai pu l'observer et que j'ai pu en entendre parler: la concurrence y est féroce.

**Le président:** Vous avez déclaré que certains possédaient une compétence sans équivalent. Pourriez-vous éclairer notre lanterne à propos de ces «compétences sans équivalent»?

**M. Thomson:** Eh bien, j'ai été nuancé à propos du «sans équivalent». Je pense que je me vantais un peu.

Comme vous le savez peut-être, cela me fait pas très longtemps—environ un an et demi—que je suis chez Suncor, mais j'ai derrière moi une longue expérience dans d'autres secteurs de l'industrie et j'ai été assez impressionné par la capacité de Suncor de gérer des points de vente au détail. C'est une chose que cette compagnie fait bien—et c'est ce que je voulais dire. La compagnie s'est servie de cette compétence pour obtenir un certain nombre de ces comptes sous gestion, dont j'ai maintenant la liste devant moi: Comet, V-plus, Calex et Sears; toutes ces chaînes sont gérées par Sunoco, et de façon rentable.

[Text]

**The Chairman:** You said that in the change in pricing has to be the decision. You key off a competitor. Where is the final decision made? In Toronto?

**Mr. Thomson:** It depends on the situation. There are guidelines given to quite low levels.

**Senator Olson:** You mean low levels of management.

**Mr. Thomson:** Yes, that is what I mean. You need to have guidelines that a relatively junior level of management can work with, because they have to respond so often and so fast, but when the guidelines change then more senior people would get involved. I don't know precisely where that stops. I don't get involved in that sort of thing and chances are that the senior person in Sunoco does not. My guess is that it would be at the level below that, the marketing vice-presidential level, when guidelines are changed.

**Senator Barootes:** I have one quick question regarding your last answer about the managed accounts. Do you supply them with some oil products of Canadian origin?

**Mr. Thomson:** Yes.

**Senator Barootes:** Not American origin.

**Mr. Thomson:** That is correct.

**Senator Barootes:** I have a couple of questions that have to do with your reduction in costs, which seems fairly substantial. You said your production costs are now down to about \$20 a barrel; they had been \$25.

**Mr. Thomson:** Yes.

**Senator Barootes:** When Suncor, which was the two companies, decided to go ahead with the Fort McMurray facility, what was the price per barrel of oil then? Can anybody recall?

**The Chairman:** It was \$3, if I recall correctly.

**Mr. Thomson:** I think \$3 is probably a good number.

**The Chairman:** J. Howard Pugh said it would go to \$5.

**Senator Barootes:** In other words, you were able to do an economic feasibility study that showed that \$3, or \$4, or \$5 a barrel was adequate to produce the 10 per cent return on capital, and now we are having trouble getting a return on capital at \$20 a barrel. You were safe at \$25 a barrel, but you are not so safe at \$20 a barrel. There must be some tremendous factors that come to bear on that. I suppose some portion of it is the market and some of it is—may I use the term loosely—government taxes and royalties?

**Mr. Thomson:** Throughout its history, Suncor has paid over \$800 million in royalties and taxes at the plant, and it finally broke even on a cashflow basis itself in 1984. So I think that gives you a measure of what you are after.

**Senator Barootes:** You were paying high taxes and royalties in 1984 when you broke even?

[Traduction]

**Le président:** Vous avez déclaré que, pour modifier les prix de vente, vous preniez un concurrent comme référence. Où la décision finale est-elle prise, à Toronto?

**M. Thomson:** Cela dépend de la situation. Des directives sont données à des niveaux assez bas.

**Le sénateur Olson:** Vous voulez dire des niveaux de responsabilité peu élevés.

**M. Thomson:** Des niveaux peu élevés, oui, c'est ce que je veux dire. Vous devez avoir des lignes directrices que des cadres relativement subalternes puissent appliquer, car ils doivent réagir souvent et sans retard, mais quand les lignes directrices sont modifiées, les cadres supérieurs interviennent. Je ne sais pas exactement où cela s'arrête. Je ne m'occupe pas de ce genre de chose, et les hauts dirigeants de Sunoco ne s'en mêlent probablement pas. Je suppose que c'est au niveau inférieur, celui de la vice-présidence à la commercialisation, que les lignes directrices sont modifiées.

**Le sénateur Barootes:** J'ai une petite question à propos de votre dernière réponse relative aux comptes sous gestion. Leur fournissez-vous certains produits pétroliers d'origine canadienne?

**M. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Pas d'origine américaine.

**M. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Je voudrais poser quelques questions sur la compression de vos coûts, qui paraît assez appréciable. Vous avez déclaré que vos coûts de production étaient maintenant d'environ 20 \$ par baril—contre 25 \$ précédemment.

**M. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Lorsque Suncor qui était composée de deux compagnies a décidé d'entreprendre le projet de Fort McMurray, quel était alors le prix du baril de pétrole; est-ce que quelqu'un s'en souvient?

**Le président:** Il était de 3 \$ si ma mémoire est fidèle.

**M. Thomson:** Le chiffre de 3 \$ est probablement exact, selon moi.

**Le président:** J. Howard Pugh disait qu'il monterait à 5 \$.

**Le sénateur Barootes:** Autrement dit, vous avez pu effectuer une étude de faisabilité économique démontrant qu'un prix de 3 \$, 4 \$ ou 5 \$ par baril permettrait d'obtenir un rendement de 10 p. cent sur le capital, et voilà que maintenant vous avez du mal à obtenir ce rendement à 20 \$ par baril. Votre situation était sûre à 25 \$ par baril, mais elle ne l'est plus autant à 20 \$ par baril. Il doit y avoir des facteurs considérables à l'œuvre à cet égard: je suppose que certains ont trait au marché et d'autres—si je peux utiliser ce terme dans un sens peu rigoureux—sont les taxes et les redevances?

**M. Thomson:** Depuis ses débuts, Suncor a payé plus de 800 millions de dollars en redevances et en taxes à l'usine, pour enfin équilibrer ses entrées et ses sorties de fonds, en 1984. Cela vous donne, à mon avis, une idée des chiffres en cause.

**Le sénateur Barootes:** Vous payiez beaucoup de taxes et de redevances en 1984 lorsque vous avez atteint votre point mort?

[Text]

**Mr. Thomson:** Oh, yes, but let me restate it, because it is a different idea. If you look back over the entire history since Mr. Pugh made the decision to invest, and look at all the money going in and coming out that finally got to zero—

**Senator Barootes:** Equilibrium.

**Mr. Thomson:** —in the 1983-84 period, through that period and up until today Suncor has paid over \$800 million in royalties and taxes. In the early years Suncor lost a great deal of money there, so whether there ever was an equation that precisely added up to a 10 per cent return at \$2 or \$3 a barrel, I don't know. It was a vision of J. Howard Pugh's that this would some day pay off, and he was right.

**Senator Barootes:** Concerning the item where you have reduced your costs of production of a barrel from \$25 to \$20, you were slightly patting yourselves on the back as to the savings you had made in production costs, but you also mentioned in the year 1985—and I realize it was not January 1—there was a reduction of \$6 per barrel in your royalties and taxes.

**Mr. Thomson:** That is right.

**Senator Barootes:** Yet your costs of production have gone down \$5. Have you been inefficient to the extent of \$1 per barrel, or what?

**Mr. Thomson:** No, sir, in total it has gone down \$11: a \$6 reduction in taxes and royalties and a \$5 reduction in operating costs.

**Senator Barootes:** So originally your costs were about \$31 per barrel to produce—let's say in 1983. Would that be about right?

**Mr. Thomson:** \$32?

**Senator Barootes:** \$31 or \$32.

**Mr. Thomson:** Yes.

**Senator Barootes:** You also mentioned—and I think you were right both theoretically and, obviously, operationally—that to make things go you could look at two areas, one being a reduction in production costs, which you have partially obtained, and the other being a reduction in labour costs, or, if you will, the labour element of it. With respect to your production costs last year you were producing 40,000 barrels a day. This year you hope to rise to 50,000, which will bring you to the best equilibrium. Is that 50,000 a maximum rate that the plant can produce, given all optimum factors?

**Mr. G. A. T. Allan, Director, Planning and Control, Oil Sands Group, Suncor Inc.:** The answer is no. We can and have produced, for short periods of time, in excess of 50,000 barrels a day.

**Senator Barootes:** Is there any element in your "ore"—and I am using that term from the mining viewpoint—where it can be high grade rather than, say, lesser grade ore that might increase the 50,000 to 55,000 or 60,000 barrels a day over a short period of time?

[Traduction]

**M. Thomson:** Oh oui, mais permettez-moi de reformuler cela, parce qu'il s'agit d'une idée différente. Si vous considérez toute la période écoulée depuis que M. Pugh a pris la décision d'investir et tout l'argent qui a été mis et qui a été obtenu pour finalement aboutira à zéro...

\* **Le sénateur Barootes:** L'équilibre.

**M. Thomson:** En 1983-1984—quelque chose comme ça—et pendant toute la période allant jusqu'à aujourd'hui, Suncor a payé plus de 800 millions de dollars de redevances et de taxes. Les premières années, Suncor a perdu beaucoup d'argent dans ce secteur, de sorte que je ne puis dire s'il a existé un jour une équation produisant exactement un rendement de 10 p. 100 à un prix de 2 \$ ou 3 \$ le baril. J. Howard Pugh pensait qu'un jour ce serait rentable, et il avait raison.

**Le sénateur Barootes:** En ce qui concerne votre réduction des coûts de production de 25 \$ à 20 \$ par baril, vous vous décerniez un satisfecit pour les économies de coûts de production que vous aviez réalisées, mais vous avez également mentionné que cette année-là, en 1985—et je me rends compte que ce n'était pas au 1<sup>er</sup> janvier—vos redevances et taxes avaient baissé de 6 \$ par baril.

**M. Thomson:** C'est exact.

**Le sénateur Barootes:** Pourtant, vos coûts de production ont diminué de 5 \$. Avez-vous été inefficace à hauteur de 1 \$ par baril, ou quoi?

**M. Thomson:** Non monsieur, dans l'ensemble la baisse a été de 11 \$. Une réduction de 6 \$ des taxes et redevances et une baisse de 5 \$ des frais d'exploitation.

**Le sénateur Barootes:** Ainsi, à l'origine vos coûts de production d'un baril étaient d'environ 31 \$, disons en 1983. Est-ce que cela serait...

**M. Thomson:** 32 \$?

**Le sénateur Barootes:** 31 \$ ou 32 \$.

**M. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Vous avez également déclaré—et je pense que vous aviez raison sur le plan tant théorique que, bien évidemment, pratique—que pour poursuivre les activités vous pouviez examiner deux domaines: une réduction des coûts de production, que vous avez partiellement réalisée, et les coûts de main-d'œuvre ou, si vous voulez, la partie main-d'œuvre. En ce qui concerne vos coûts de production l'an dernier vous produisiez 40 000 barils par jour. Cette année, vous espérez monter à 50 000, ce qui vous permettra d'atteindre le meilleur équilibre. Ce chiffre de 50 000 représente-t-il le rythme maximal de production de l'usine, si tous les facteurs sont optimaux?

**M. G. A. T. Allan, directeur de la Planification et du contrôle, Groupe des sables bitumineux, Suncor Inc.:** La réponse est négative. Nous pouvons produire et avons produit temporairement plus de 50 000 barils par jour.

**Le sénateur Barootes:** Existe-t-il dans votre «gisement»—et j'utilise ce terme au sens minier—un élément qui, parce qu'il peut s'agir de produits de qualité supérieure plutôt qu'inférieure, permettrait de porter le rythme de 50 000 à 55 000 ou 60 000 barils par jour pendant une brève période?



[Text]

**Mr. Allan:** Theoretically, there is the potential to high grade, but we are bound, by the physical constraints of mining and we simply cannot go through a mine of that nature and pick spots to mine.

**Senator Barootes:** Is there any possibility that, with low investment you could economically raise that 50,000 barrels to 60,000 or 70,000 barrels a day? I do not mean by huge investment but by small investments including technology, could that be done?

**Mr. Allan:** I cannot give you a definitive answer to that question. We have identified, in a preliminary way, opportunities of that nature but that is about as far as I can go.

**Senator Barootes:** That is about the totality of the production savings you can make in the next year or two which are the crunch years, is that correct?

**Mr. Allan:** Let me give you an indication of the sense of potential, particularly in terms of production which is an important component in producing this cost per barrel.

Over the last two and a half months, we have averaged close to 60,000 barrels a day, but the goal is, to produce indefinitely at those kinds of levels. The plant is capable in terms of reliability and it has demonstrated that to us and we have demonstrated to ourselves that capability over that length of time. The goal is to keep it up.

**Senator Barootes:** To maximize the amount of production?

**Mr. Allan:** Yes.

**Senator Barootes:** The other element you spoke of, Mr. Thomson, was labour costs. I do not know whether you dare answer questions of this nature while you are in a state of "labour dislocation"—perhaps that is the best term because we do not know whether it is a strike or a lockout. What union is involved in your area?

**Mr. Thomson:** We have a local union called the McMurray Independent Oil Workers' union, the MIOW. It is fair to say that it is now affiliated with the ECWU, the Energy Chemical Workers' Union.

**Senator Barootes:** I do not know what stage you are at in your negotiations, so perhaps you do not wish to answer these questions and I will understand that. Are you negotiating with that group for a lower hourly rate or a lower group of fringe benefits in order to hold the fort?

**Mr. Thomson:** Right now no negotiations are going on. We served a lockout notice and they served us with a strike notice, so it is both a strike and a lockout. There is no contract in effect.

The last offer that we had on the table was for a flat wage, no change. There were some changes in things such as overtime rate, reduction in the rate and other changes like that which we think would increase the efficiency of the operation.

[Traduction]

**M. Allan:** Il est théoriquement possible d'obtenir une qualité supérieure, mais nous sommes liés par les contraintes matérielles d'extraction: dans un gisement de ce genre, nous ne pouvons pas sélectionner les endroits à exploiter.

**Le sénateur Barootes:** Est-il possible que, moyennant un faible investissement, vous puissiez porter dans des conditions économiques ce rythme de 50 000 barils à 60 000 ou 70 000 barils par jour? Je veux parler, non d'une énorme mise de fonds, mais de petits investissements, notamment sur le plan technologique; la chose serait-elle possible?

**M. Allan:** Je ne peux donner de réponse catégorique à cette question. Nous avons décelé à titre provisoire des possibilités de ce genre, mais je ne saurais aller plus loin.

**Le sénateur Barootes:** C'est à peu près la totalité de l'économie que vous pouvez réaliser au niveau de la production au cours de la prochaine ou des deux prochaines années, qui sont les années critiques, est-ce exact?

**M. Allan:** Permettez-moi de vous donner une idée du potentiel en cause, notamment sur le plan de la production, qui entre pour une large part dans l'établissement de ce coût par baril.

Au cours des deux mois et demi écoulés, nous avons produit en moyenne près de 60 000 barils par jour, mais notre but est de maintenir indéfiniment la production à un niveau de cet ordre. L'usine présente la fiabilité voulue, elle a fait la preuve de cette capacité pendant cette durée et nous nous sommes prouvés que nous pouvions y arriver. Notre but est de maintenir ce rythme.

**Le sénateur Barootes:** D'obtenir une production maximale?

**M. Allan:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** L'autre élément que vous avez évoqué, M. Thomson, porte sur les coûts de main-d'œuvre. Je ne sais pas si vous osez répondre à une question de ce genre alors que vous vous trouvez dans une situation de «perturbations ouvrières»—c'est peut-être la meilleure expression parce que nous ne savons pas s'il s'agit d'une grève ou d'un lock-out. Quel syndicat est actif dans votre secteur?

**M. Thomson:** Nous avons un syndicat local appelé le McMurray Independent Oil Workers', le MIOW. Il faut dire que ce syndicat est maintenant affilié au STEC, le Syndicat des travailleurs de l'énergie et de la chimie.

**Le sénateur Barootes:** Je ne sais pas où vous en êtes dans vos négociations; aussi refuserez-vous peut-être de répondre à ces questions, ce que je comprendrais. Négociez-vous avec ce groupe afin d'obtenir un taux horaire moins élevé ou un ensemble d'avantages sociaux moins avantageux afin de préserver l'exploitation?

**M. Thomson:** A l'heure actuelle, aucune négociation n'est en cours. Nous avons produit un préavis de lock-out, et le syndicat a produit un avis de grève, de sorte qu'il s'agit à la fois d'une grève et d'un lock-out. Aucune convention n'est en vigueur.

La dernière offre que nous ayons eue prévoyait un salaire fixe, sans changement. Certaines modifications ont été proposées au chapitre, par exemple, de la rémunération du temps supplémentaire, d'une baisse de taux et d'autres changements

[Text]

**Senator Barootes:** Is the offer of a cut in the hourly rate being coupled with any reduction in salaries for other personnel in the organization?

**Mr. Thomson:** Yes.

**Senator Barootes:** I am talking of the officers and administrative staff.

**Mr. Thomson:** The overtime for the administrative staff is at one and a half times whereas they were at two. That is what is in the union offer, that is, the offer we withdrew, to be technically correct.

**Senator Barootes:** So you are hoping you will all come to the table with some kind of compromise arrangements or some type of negotiation?

**Mr. Thomson:** I certainly hope so.

**Senator Barootes:** How long have you been locked out and on strike?

**Mr. Thomson:** Since May 1 and production has been maintained at the kind of levels that Dr. Allan was talking about. The staff has been running the plant extremely well.

**Senator Balfour:** I notice, Mr. Thomson, that your company produces about 56 million cubic feet of natural gas a day. Do you have a view with respect to the advisability or otherwise of the federal government deferring the November 1 deregulation date for domestic natural gas in view of the current rather chaotic market condition?

**Mr. Thomson:** I am sorry, I do not not. I could work to develop one, but I am just not prepared at this stage.

**Senator Barootes:** The other set of short questions I have have to do with "intervention for survival" if I may use the term which you used in the worst scenario setting. "Support if needed, but not necessarily support." I am borrowing a term from a famous Canadian.

One of your partners is the Province of Ontario. Essentially, you are in the mining business. One other organization, mining another commodity, was once in trouble, and that was the Elliot Lake uranium deposit and mining industry in Ontario. In that instance a city, not unlike Fort McMurray, was at risk. At that time the federal government of the day and the Ontario government together threw out a lifesaver to them so that the town of Elliot Lake and the two or three mines in that area could be perpetuated with the dislocation and unemployment being solved temporarily which was done by stockpiling. Of course, that cannot be done in the instance of oil.

**Senator Olson:** You do not need to because there are markets for it every day.

**Senator Barootes:** Another crunch came along a little while later and the Government of Ontario lent support to that uranium industry not only with capital cost grants, if I may

[Traduction]

du même genre qui, à notre avis, rendraient l'exploitation plus efficiente.

**Le sénateur Barootes:** Est-ce que l'offre de réduction du taux horaire s'accompagne d'une diminution de traitement pour les autres membres du personnel?

**M. Thomson:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Je parle des cadres et du personnel administratif.

**M. Thomson:** Le temps supplémentaire est rémunéré à taux et demi pour le personnel administratif, alors qu'il l'était à taux double. C'est ce que contenait l'offre du syndicat, ou plutôt l'offre que nous avons retirée, pour être exact.

**Le sénateur Barootes:** Ainsi, vous espérez pouvoir tous vous réunir autour d'une table avec un compromis ou une négociation quelconque?

**M. Thomson:** Je l'espère assurément.

**Le sénateur Barootes:** Depuis combien de temps dure cette situation de lock-out et de grève?

**M. Thomson:** Depuis le 1<sup>er</sup> mai; la production a été maintenue à des niveaux de l'ordre mentionné par M. Allan. Le personnel a assuré la marche de l'usine d'une façon extrêmement satisfaisante.

**Le sénateur Balfour:** Je remarque, M. Thomson, que votre compagnie produit environ 56 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Avez-vous une opinion sur l'opportunité, pour le gouvernement fédéral, de repousser la date du 1<sup>er</sup> novembre pour la déréglementation du gaz naturel intérieur, étant donné la situation actuelle du marché, qui est plutôt perturbée?

**M. Thomson:** Je regrette, mais je n'ai pas d'opinion à ce sujet. Je pourrais en élaborer une, mais je n'y suis pas prêt pour le moment.

**Le sénateur Barootes:** L'autre série de brèves questions que je voudrais poser porte sur «l'intervention pour la survie», si je puis reprendre l'expression que vous avez employée dans le contexte du pire scénario possible. «Soutenir au besoin, mais ne pas soutenir obligatoirement.» J'emprunte l'expression d'un Canadien célèbre.

L'un de vos partenaires est la province de l'Ontario. Vous êtes au fond dans une industrie extractive. Une autre entreprise, extrayant un autre produit, a connu elle aussi des difficultés; il s'agissait de l'exploitation d'uranium d'Elliot Lake en Ontario. Dans ce cas, une ville, un peu comme Fort McMurray, se trouvait menacée. Le gouvernement fédéral de l'époque et le gouvernement de l'Ontario décidèrent alors de leur lancer une bouée de sauvetage pour que la ville d'Elliot Lake et les deux ou trois mines que comptait la région puissent survivre, les perturbations et les licenciements étant évités temporairement par l'accroissement des stocks. On ne peut évidemment procéder de cette manière dans le cas du pétrole.

**Le sénateur Olson:** Vous n'avez pas besoin de la faire, car ce produit trouve preneur chaque jour.

**Le sénateur Barootes:** Une autre crise est survenue un peu plus tard, et le gouvernement de l'Ontario est venu à la rescousse de l'industrie de l'uranium non seulement en accordant



**[Text]**

use that term loosely, but also with a price structure that amortized their expansion using their crown company of Ontario Hydro.

Would you feel badly if you went to your partner and said that, since they have a 25 per cent interest in this operation and since it did bail out gold mines in the 1940s and '50s and uranium mines in the 1950s and '60s, would you ask if they have any kind of support for survival for your part of the industry? Would you feel badly if you had to do that despite your free enterprise philosophy?

**Mr. Thomson:** I would feel badly.

**Senator Barootes:** When this suggestion was put to someone who was appearing before us earlier the response was, "We would rather go broke." I just want to put your view on the record.

**Senator Lefebvre:** These witnesses, however, did not say that.

**Mr. Thomson:** No, we did not. It is difficult for me to answer that sort of question because I think of Ontario as a shareholder and look to it for the kinds of things one looks to shareholders for, which are guidance, direction and equity, if you need it. However, in the context that has been raised, we have never given it consideration. I could say I feel badly because I can imagine what the circumstances would be like at that time; they would be pretty close to desperate. I think you have paraphrased our position on this point correctly. I really hope that support is not necessary but, if it is necessary, then I can see some support as being needed.

**Senator Barootes:** I will point out that, in the mining industry, they are paying pretty close to six times the price of the commodity from their own Ontario mines as they could buy it for in the spot market, in which you sometimes deal.

**Senator Olson:** I am really searching for some kind of suggestion from the industry regarding expansion and production. From the evidence, and I realize that I am repeating myself, we have had no indication of any possibility of finding reserves replacing the so-called conventional oil, the sedimentary basin on land in western Canada. The only places are some of the frontiers and perhaps—and I underline perhaps, if we are willing to pay for it—out of the tar sands. I do not know precisely what the latest figure is, but I believe that 900 billion barrels has been quoted. You could probably get five, eight or 10 per cent of that out. Thus far, however, we have had no indication that anyone is willing to make that kind of investment.

There was an old saying that if you haven't suffered enough, it is your God-given right to suffer some more.

**Mr. Thomson:** Did I say that?

**Senator Olson:** No, but that is the implication that you leave. I am simply wondering when and under what conditions we will reach the point where we will accept that it is in Canada's interests, in terms of its consumers and in terms of its economy, that we make the sort of investment in a resource

**[Traduction]**

des subventions d'équipement, si je puis utiliser ce terme au sens large, mais à l'aide d'une structure de prix qui amortissait son expansion à l'aide de la société d'État, Hydro Ontario.

Seriez-vous mal à l'aise si vous deviez aller trouver votre partenaire pour lui déclarer que, puisqu'il possède une participation de 25 pour cent au capital de l'entreprise et qu'il a renfloué les mines d'or dans les années 1940 et 1950 et les mines d'uranium dans les années 1950 et 1960, vous aimeriez savoir s'il n'a pas une aide quelconque à fournir à votre industrie pour assurer sa survie? Seriez-vous mal à l'aise d'avoir à effectuer cette démarche, malgré votre philosophie de libre entreprise?

**M. Thomson:** Je me sentirais mal à l'aise.

**Le sénateur Barootes:** Lorsque cette suggestion a été faite plus tôt à quelqu'un qui comparaisait devant vous, la réponse a été qu'il préférerait faire faillite. Je voudrais seulement que votre opinion soit versée au procès-verbal.

**Le sénateur Lefebvre:** Ces témoins-ci n'ont toutefois pas dit cela.

**M. Thomson:** Non, en effet. Il m'est difficile de répondre à ce genre de question car je considère la province de l'Ontario comme un actionnaire et que j'en attends ce qu'on attend d'un actionnaire, à savoir une orientation, des instructions et des capitaux propres, au besoin. Cependant, dans le contexte qui a été évoqué, c'est une chose que nous n'avons jamais envisagée. Je peux dire que je me sentirais mal à l'aise, car je puis imaginer les circonstances qui régneraient à ce moment-là; la situation serait quasiment désespérée. Je crois que vous avez bien exprimé notre position sur ce point. J'espère vraiment qu'un soutien n'est pas obligatoire; mais au besoin, nous en admettons la nécessité.

**Le sénateur Barootes:** Je souligne que, dans l'industrie minière, ils paient le produit qu'ils extraient de leurs mines en Ontario près de six fois le prix auquel ils pourraient l'obtenir sur le marché au comptant, que vous utilisez parfois.

**Le sénateur Olson:** J'essaye en fait d'obtenir de l'industrie une proposition quelconque en matière d'expansion et de production. Il ressort des témoignages—et je me rends compte que je me répète—que nous n'avons eu aucune indication sur la possibilité de trouver des gisements de pétrole dit conventionnel dans le bassin sédimentaire continental de l'Ouest canadien. Les seuls endroits se trouvent dans les régions éloignées et peut-être—et je souligne le «peut-être», si nous sommes prêts à en payer le prix—dans les sables bitumineux. Je ne connais pas exactement les derniers chiffres, mais je crois qu'on a parlé de 900 milliards de barils. On pourrait sans doute en extraire cinq, huit ou dix pour cent. Jusqu'ici, cependant, rien ne nous porte à croire que quelqu'un soit disposé à investir l'argent nécessaire.

Un vieux proverbe dit que c'est dans l'épreuve qu'on voit vraiment où est son bien.

**M. Thomson:** Est-ce que j'ai dit cela?

**Le sénateur Olson:** Non, mais c'est la conséquence de ce que vous dites. Je me demande tout simplement quand et dans quelles conditions nous en arriverons au point où nous reconnaitrons qu'il est dans l'intérêt du Canada, de ses consommateurs et de son économie, de consentir ces investissements dans



[Text]

that we know is there. You people have developed some of the earliest technology by giving getting that resource out of the ground. Can you help us in terms of an indication of when or how we will reach the point where we will make that sort of investment?

**Mr. Thomson:** I think it stands to reason, from what I have said, that our plant is viable over the long term.

**Senator Olson:** But we need half a dozen or 10 more like that.

**Mr. Thomson:** It is certainly impossible to make a judgment and very difficult to even guess as to how long that might be, but I do think that prices will come back to the point where the plant will be viable. I also think that, in the longer term, there will be expansion. As a possible scenario, we can work through a period of low prices and then a period where part of the world will constitute the marginal supply. Prices will rise to justify the qualifications as a supply source. I do not know when that will be, but it is a tough bet to say that it will be next year, the year after or before 1990.

**Senator Olson:** I asked a few moments ago what you thought the cost per barrel of a new plant would be. I think you said it would be just under \$30 per barrel Canadian. There is also another factor. Based on your knowledge of the most modern technology in this kind of business, how much lead time would we need from the time at which the company makes the decision to build a new plant until it gets some flow out of it?

**Mr. Thomson:** That takes six to 10 years.

**Senator Olson:** That would mean that someone has to make a decision based on what he thinks the price might be six to 10 years down the road.

**Mr. Thomson:** That is right.

**Senator Olson:** Is there any way in which that could be done strictly on the basis of the so-called market forces that operate in the international field today?

**Mr. Thomson:** I would say no, it is very difficult to do that. All I can do is go back to the Syncrude situation of a few years ago. I think that we found it was very difficult then.

**Senator Olson:** Alsands was another one. Of course, that went the other way. They decided not to go for it.

**Senator Barootes:** If I may add a remark to that, sir, is it true that when this glorious day comes, when you have \$32 per barrel of oil and Syncrude, Alsands and other projects can come on stream with greater strength, you would be awfully anxious to know that government does not intervene to take higher taxes and higher royalties away from you if it sees that you are making a profit? That is the other kind of intervention.

[Traduction]

une ressource dont nous connaissons l'existence. Vous avez mis au point certaines des techniques initiales pour extraire cette ressource du sol. Pouvez-vous nous aider en nous donnant quelque indication sur le moment où nous atteindrons le point où il faudra procéder à ce genre d'investissement, ou dans quelles conditions nous l'atteindrons?

**M. Thomson:** Je pense qu'il ressort clairement de ce que j'ai déclaré que notre usine est viable à long terme.

**Le sénateur Olson:** Mais il nous en faudrait six ou dix de plus comme ça.

**M. Thomson:** Il est certes impossible de porter un jugement et très difficile ne serait-ce que de risquer un pronostic sur le temps que cela pourrait prendre, mais je suis persuadé que les prix reviendront à un niveau qui rendra l'usine viable. Je pense également qu'à long terme une expansion se produira. Un scénario possible serait la traversée d'une période de bas prix, avant d'atteindre une autre période où une partie du monde constituerait la source marginale d'approvisionnement. Les prix augmenteraient pour justifier l'exploitation des sources d'approvisionnement. Je ne sais quand cela se produira, mais il serait très difficile de déclarer que ce sera l'an prochain, l'année suivante ou avant 1990.

**Le sénateur Olson:** Je vous ai demandé il y a un instant ce que serait à votre avis le coût d'un baril produit par une nouvelle usine. Vous avez déclaré, je pense, que ce coût serait légèrement inférieur à 30 \$ canadiens par baril. Un autre facteur entre également en ligne de compte. D'après ce que vous savez des techniques les plus modernes employées dans votre industrie, quel délai s'écoulerait entre le moment où la compagnie déciderait de construire une nouvelle usine et l'entrée en production de cette dernière?

**M. Thomson:** Cela prendrait de six à dix ans.

**Le sénateur Olson:** Cela signifie qu'il faut prendre une décision en fonction du prix que l'on prévoit dans six à dix ans.

**M. Thomson:** C'est exact.

**Le sénateur Olson:** Existe-t-il un moyen de faire cette prévision uniquement en fonction des forces du marché, comme on les appelle, qui sont à l'œuvre en ce moment au niveau international?

**M. Thomson:** Je dirais que non, qu'il est très difficile de le faire. Tout ce que je puis faire est de revenir à la situation de Syncrude il y a quelques années. Nous avons constaté alors, je pense, que cela était très difficile.

**Le sénateur Olson:** Le projet Alsands était un autre exemple. Évidemment, il en a été autrement dans ce cas. On a décidé de ne pas mettre le projet à exécution.

**Le sénateur Barootes:** Si je puis me permettre d'ajouter une remarque, monsieur, il est vrai que, lorsqu'arrive le jour béni où le baril de pétrole vaudra 32 \$ et que Syncrude, Alsands et les autres projets pourront entrer en activité dans de meilleures conditions, vous ne voudrez à aucun prix que l'État intervienne en prélevant des taxes et des redevances plus élevées auprès de votre compagnie, s'il constate que vous réalisez des bénéfices? C'est là l'autre aspect de l'intervention de l'État.

## [Text]

**Mr. Thomson:** Yes.

**The Chairman:** Mr. Thomson, on page 8 of your brief you state:

The object of the support would be to sustain the operation long enough to assess long term market conditions and to ensure every possible cost reduction and production efficiency has been found and implemented.

As you pointed out, this was in line with what this committee recommended in its interim report of last summer. The federal government has moved in, in terms of the PGRT relief and provincial royalty relief amounting to \$2 per barrel. In your view, has this been an adequate response to your present circumstances?

**Mr. Thomson:** Yes, Mr. Chairman, that is about all government can do at this stage of the game.

**The Chairman:** I notice that both provisions expire December 31. Is that a long enough term, in view of the fact that we are talking about a possible four-year period during which prices may remain at current levels?

**Mr. Thomson:** No. There will be on-going negotiations with respect to the crown royalty, and we are working with the Alberta government on that to see what happens next.

**The Chairman:** Have you been given any assurance that the provisions will continue beyond December 31?

**Mr. Thomson:** No, Mr. Chairman.

**Mr. Clay:** Gentlemen, we have had some testimony that many Canadian refineries engage in extensive swapping arrangements, and that more will with time, as the refining industry is rationalized and there are fewer refineries in some regions of Canada. Does your company engage in swapping arrangements of this sort?

**Mr. Thomson:** Yes, it does.

**Mr. Clay:** To what extent?

**Mr. Thomson:** We engage in those arrangements to a considerable extent. I do not have the numbers at hand, but when you consider that we market extensively in Quebec and we have a refinery in Sarnia, there is an enormous incentive for us to exchange product with someone who has the reverse condition; that is, a refinery in Quebec and extensive marketing in Ontario.

**Mr. Clay:** You might swap, for example, with the Shell or Petro-Canada refineries there?

**Mr. Thomson:** Yes.

**Mr. Clay:** The suggestion has been advanced to this committee that swapping arrangements are a means of tying up product in the market and making it more difficult for independents to get their products for distribution. It has been suggested that this is a way of restraining competition. Would you agree with that interpretation?

## [Traduction]

**M. Thomson:** Oui.

**Le président:** M. Thomson, à la page 8 de votre exposé, vous déclarez:

le soutien aurait pour objet de maintenir l'usine en activité suffisamment longtemps pour permettre d'évaluer la situation du marché à long terme et de s'assurer que toutes les possibilités de compression des coûts et d'accroissement de l'efficacité ont été décelées et mises en œuvre.

Comme vous l'avez souligné, cela était conforme à ce que notre comité avait recommandé dans son rapport provisoire de l'été dernier. Le gouvernement fédéral a agi, en réduisant la TRPG, et les redevances provinciales ont été abaissées, pour donner un chiffre de 2 \$ par baril. À votre avis, ces mesures ont-elles été suffisantes dans les conditions actuelles?

**M. Thomson:** Oui, monsieur le président, c'est à peu près tout ce que le gouvernement peut faire à ce stade-ci.

**Le président:** Je note que les deux dispositions expirent le 31 décembre. S'agit-il d'une période assez longue, étant donné que nous évoquons la possibilité que les prix demeurent aux niveaux actuels pendant quatre ans?

**M. Thomson:** Non. Les négociations devront se poursuivre au sujet des redevances provinciales, et nous travaillons avec le gouvernement de l'Alberta sur ce dossier afin de prévoir les prochaines étapes.

**Le président:** Vous a-t-on donné l'assurance que les dispositions seraient maintenues au-delà du 31 décembre?

**M. Thomson:** Non, monsieur le président.

**M. Clay:** Messieurs, selon certains des témoignages que nous avons entendus, de nombreuses raffineries canadiennes concluent d'importantes ententes d'échange, et cette tendance s'accroît avec le temps, à mesure que l'industrie du raffinage se rationalise et que le nombre de raffineries diminue dans certaines régions du Canada. Est-ce que votre compagnie a des ententes d'échange de ce genre?

**M. Thomson:** Oui, effectivement.

**M. Clay:** Dans quelle mesure?

**M. Thomson:** Nous pratiquons les échanges dans une mesure considérable. Je n'ai pas les chiffres ici, mais si vous considérez que nous vendons beaucoup au Québec et possédons une raffinerie à Sarnia, nous sommes fortement incités à échanger des produits avec une entreprise qui se trouve dans la situation inverse, c'est-à-dire qui a une raffinerie au Québec et d'importantes ventes en Ontario.

**M. Clay:** Vous pourriez faire des échanges, par exemple, avec les raffineries de Shell ou de Petro-Canada dans cette province?

**M. Thomson:** Oui.

**M. Clay:** Certains ont fait valoir devant ce comité que les ententes d'échange étaient un moyen de «tenir» un marché et de rendre la tâche plus difficile aux indépendants qui veulent faire distribuer leurs produits. Selon certains, c'est un moyen de réduire la concurrence. Êtes-vous d'accord avec cette interprétation?

[Text]

**Mr. Thomson:** No, I disagree with that interpretation. I do not know of instances where independents have had problems getting supply. I have heard them make their presentations and have participated in hearings on that subject, but I do not support their point of view.

**Mr. Clay:** Under the former administered price system I understand that synthetic crude attracted a very small premium per barrel because it was a partially refined commodity. I believe at one stage it was something like 25 cents per barrel. In the deregulated environment of today, does your synthetic crude essentially compete as another crude on the market? Does it attract any sort of premium because it is partially refined oil?

**Mr. Thomson:** Part of it is priced on a contract based on two or three other light crudes, and the rest of it, to our knowledge, does not get a premium. We would have to do some work on that to be sure. It has a certain sulphur and gravity level and we believe that its price is related to that. To the extent that those kinds of crudes get a little premium over other kinds of crudes, it gets the premium, but it does not have any differential over other light crudes.

**Mr. Clay:** Could you indicate, under the current pricing situation that we see for oil, what your expansion plans are now at your Fort McMurray operation? I understand that at one stage you were hoping to get to 60,000 barrels per day through debottlenecking, and so on. Is that deferred? When you referred in your opening remarks to how you were trying to increase production, is that still an element of your current strategy?

**Mr. Thomson:** The key for us is to have reliable production at, say, that 47,000 to 53,000 barrels per day level, depending on the grade of ore that we are mining. We have spent an enormous amount of money in Fort McMurray in the past five or six years under what is called the reliability program, to get the equipment in shape, to run day-in, day-out, year-in, year-out at that level. We are still looking for bottlenecks in the system. We have found some in the past year. Some were known prior to that. We have used the recent turnaround to take out some of those bottlenecks. So at the moment we are going to get the plant very reliable, and then we will see what the upside is. I just don't know at this stage. But there are no major bottlenecks that we have identified that we could put in, say, a few million dollars and get 4,000 or 5,000 barrels a day.

**Mr. Clay:** So your effort now is to stabilize a reliable level of production of about 50,000 barrels per day and to defer any thought of going up to 60,000 barrels, to a larger operation?

[Traduction]

**M. Thomson:** Non, je ne suis pas d'accord avec cette interprétation. Je ne connais aucun cas où les indépendants auraient eu du mal à s'approvisionner. J'ai entendu leurs exposés et j'ai participé à des audiences portant sur la question, mais je ne suis pas d'accord avec eux.

**M. Clay:** Dans l'ancien système de prix administrés, je crois savoir que le brut synthétique donnait droit à une très faible prime par baril parce qu'il s'agissait d'un produit partiellement raffiné. Je crois qu'à un moment donné, c'était de l'ordre de 25 cents par baril. Dans la situation de déréglementation d'aujourd'hui, votre brut synthétique est-il à peu près aussi concurrentiel que n'importe quel autre brut sur le marché? Permet-il d'obtenir une prime quelconque parce qu'il s'agit de pétrole partiellement raffiné?

**M. Thomson:** Le prix de ce brut est établi en partie dans le cadre d'un contrat basé sur deux ou trois autres bruts légers et le reste, à notre connaissance, ne donne droit à aucune prime. Nous devrions fouiller un peu la question pour être catégorique à ce sujet. Ce brut se caractérise par un certain niveau de soufre et de masse, et nous pensons que son prix est établi en fonction de ces éléments. Dans la mesure où les bruts de ce genre donnent droit à une faible prime par rapport à d'autres catégories, il permet d'obtenir la prime, mais il n'y a aucune différence par rapport aux autres bruts légers.

**M. Clay:** Pourriez-vous nous indiquer, dans la situation des prix du pétrole qui règne actuellement, quels sont vos plans d'agrandissement à votre usine de Fort McMurray? Je crois savoir que, à un moment donné, vous espériez passer à 60 000 barils par jour en supprimant les goulots d'étranglement, entre autres choses. Cela est-il remis à plus tard? Lorsque vous avez mentionné, dans vos remarques liminaires, les moyens que vous appliquez pour accroître la production, cela fait-il toujours partie de votre stratégie?

**M. Thomson:** L'essentiel, pour nous, est d'obtenir une production fiable à un niveau de, disons, 47 000 à 53 000 barils par jour, selon la qualité du gisement que nous exploitons. Nous avons consacré des sommes énormes, au cours des cinq à six dernières années, à Fort McMurray, à ce que nous appelons le programme de fiabilité, de manière que l'équipement soit en mesure de fonctionner jour après jour, bon an mal an, à ce niveau. Nous restons attentifs aux goulots d'étranglement qui peuvent exister dans le système. Nous en avons trouvé quelques-uns l'an dernier. Nous connaissons l'existence d'autres goulots d'étranglement avant cela. Nous avons mis à profit les révisions récentes pour en éliminer quelques-uns. Par conséquent, pour le moment, nous allons avoir une usine très fiable, puis nous verrons ce qui se passe en cas de redressement. Je ne puis le dire pour le moment. Mais il n'existe aucun goulot d'étranglement important, à notre connaissance, auquel nous pourrions consacrer quelques millions de dollars afin d'obtenir 4 000 ou 5 000 barils de plus par jour.

**M. Clay:** Par conséquent, vos efforts visent maintenant à stabiliser la production à un niveau fiable d'environ 50 000 barils par jour et à abandonner pour le moment la possibilité de passer à 60 000 barils, à une exploitation plus importante?



[Text]

**Mr. Thomson:** That's right. We will run it for what we can get, at any point in time, and for the past three months it has been running superbly, pretty close to 60,000 barrels per day.

**Mr. Clay:** Am I correct in understanding that Suncor is going on trial this week in Toronto, charged under the Combines Investigation Act?

**Mr. Thomson:** I know there are a couple of charges in the process, but I am not sure of the stage they have reached.

**Mr. Clay:** I presume that you are not in a position to comment on your defence in this case.

**The Chairman:** No.

**Mr. Clay:** But could you indicate the nature of the charges against Suncor?

**Mr. Thomson:** I am not sure that I can. I know of a couple, but I do not know the details. I could certainly find them out for you.

**Mr. Clay:** Thank you.

**Mr. Thomson:** I would like to come back to a question that you raised with respect to exchanges or "swaps" as you called them, and to add that in my view it is very much in the consumers' interest. It is very much a cost-driven mechanism that reduces costs in the system.

**Mr. Clay:** So, from your point of view, it promotes competition rather than inhibits it?

**Mr. Thomson:** Yes, it does.

**Mr. Clay:** With regard to future tar sands development, if one assumes that these prices become entrenched for a number of years—let us say something of the order of \$20 per barrel or less—clearly we are not going to see any integrated tar sands development. Are we likely to see a continuation of some of these small units of production coming in—let us say 5,000 to 10,000 barrels per day—and being produced either as bitumen from the tar sands or heavy oil; and this, in turn, creating a problem with upgrading capacity? Either we have to build upgraders in Canada or we have to find a means of moving this heavier oil to the United States. Do you see this as becoming a problem if the price stays depressed?

**Mr. Thomson:** There are a number of issues surrounding that. We are not yet sure what we are going to do at Burnt Lake. Burnt Lake is a fairly classic example of heavy oil development—classic in the sense that it is a good reservoir, we think, and with a reasonable oil cost compared to most. We are working to see what kind of cost level we can get down to. Whether or not \$20 will support that, I do not know at this stage; but the market mechanism at work there has to do with differentials, with which I am sure you are familiar, and the differentials will respond by providing people with either an incentive or disincentive to go ahead with that kind of production. The problem in the outlook of everyone whom I have seen comes in developing a market for bitumen into the U.S. and transporting it there. It is my opinion that the market exists and that the transportation mechanism can be built and that

[Traduction]

**M. Thomson:** C'est exact. Nous ferons tourner l'usine au niveau qu'elle peut soutenir à un moment donné, et depuis trois mois elle tourne admirablement bien, à pas loin de 60 000 barils par jour.

**M. Clay:** Est-il exact que Suncor passe en procès cette semaine à Toronto, sous des chefs d'accusation liés à la Loi relative aux enquêtes sur les coalitions?

**M. Thomson:** Je sais qu'il y a quelques chefs d'accusation, mais je ne sais pas où en sont les choses.

**M. Clay:** Je suppose que vous n'êtes pas en mesure de faire connaître votre défense dans cette affaire...

**Le président:** Non.

**M. Clay:** ... mais pourriez-vous indiquer la nature des faits reprochés à Suncor?

**M. Thomson:** Je ne suis pas certain de pouvoir le faire. Je connais quelques chefs d'accusation, mais je ne suis pas au courant des détails. Je pourrais sûrement les obtenir pour vous.

**M. Clay:** Je vous remercie.

**M. Thomson:** J'aimerais revenir à une question que vous avez évoquée à l'égard des échanges de produits, comme vous les appelez, et ajouter que, à mon avis, ce procédé sert tout à fait l'intérêt du consommateur. Il s'agit en grande partie d'un mécanisme commandé par les prix de revient, qui fait baisser les coûts dans le système.

**M. Clay:** Ainsi, selon vous, cela est favorable à la concurrence au lieu d'y faire obstacle?

**M. Thomson:** En effet.

**M. Clay:** En ce qui concerne l'exploitation future des sables bitumineux, si l'on suppose que ces prix persistent pendant plusieurs années—disons à un niveau de l'ordre de 20 \$ par baril ou moins—, nous n'assisterons sûrement pas à une exploitation intégrée des sables bitumineux. Risquons-nous de continuer de voir certaines de ces petites unités de production de, disons, 5 000 à 10 000 barils par jour, sous forme de bitume provenant des sables bitumineux ou de pétrole brut, ce qui créerait ensuite un problème au niveau de la capacité de valorisation? Nous devons soit construire des installations de valorisation au Canada, soit trouver le moyen de transporter ce pétrole lourd aux États-Unis. Pensez-vous que cela pourrait devenir un problème si les prix restent peu élevés?

**M. Thomson:** Cette question fait intervenir plusieurs facteurs. Nous ne savons pas encore exactement ce que nous allons faire à Burnt Lake. Burnt Lake est un exemple assez classique d'exploitation de pétrole brut—classique en ce sens qu'il s'agit d'un bon gisement, à notre avis, et que son prix de revient est raisonnable par comparaison avec la plupart. Nous sommes en train d'examiner le prix de revient auquel nous pourrions aboutir. Je ne sais pas encore si un prix de 20 \$ permettra ou non d'avoir un projet rentable, mais le mécanisme de marché qui est à l'œuvre dans ce cas porte sur les écarts, notion que vous connaissez certainement; les écarts jouiront leur rôle en exerçant un effet incitatif ou désincitatif sur la mise en œuvre d'un projet de ce genre. Le problème, aux yeux de toutes les personnes avec lesquelles je me suis entretenu, consiste à développer un marché du bitume aux États-Unis et à

[Text]

the market can be served. The question is at what price; and, as I say, we are working on that with respect to Burnt Lake.

**Mr. Clay:** So you do not see technical or transportation problems; you see an economic problem?

**Mr. Thomson:** Yes, I do.

**The Chairman:** I should have pointed out to honourable senators that Mr. Thomson has just assumed the role of Chief Executive Officer and President of Suncor about a month ago. We wish you well, Mr. Thomson, as you embark on that role. You are certainly looking right into the eye of the storm, and I believe that you will have a great deal of experience during this next year and a half. On behalf of the committee, I would like to thank you and Suncor for your continued interest in the committee and its work. You have always been very quick to respond to our request for information. I would include Mr. Maxwell in that. He has always been ready to supply us with information whenever we have needed it—all of which is gratefully acknowledged; and, on behalf of the committee, we thank you. The meeting is adjourned.

The committee adjourned.

[Traduction]

y transporter le produit. A mon avis, le marché existe, les moyens de transport peuvent être mis en place et le marché peut être desservi. La question est de savoir à quel prix; comme je l'ai indiqué, nous travaillons sur cette question dans le cas de Burnt Lake.

**M. Clay:** Vous ne prévoyez donc pas de problèmes techniques ou de problèmes de transport; pour vous, le problème est d'ordre économique?

**M. Thomson:** C'est exact.

**Le président:** J'aurais dû préciser aux honorables sénateurs que M. Thomson vient tout juste de prendre le poste de président et de directeur général de Suncor, il y a à peu près un mois. Nous vous souhaitons bonne chance, M. Thomson, dans ces fonctions. Vous êtes certainement aux premières loges, et je suis sûr que les 18 prochains mois seront fertiles en expérience. Au nom du comité, je tiens à vous remercier ainsi que Suncor de votre intérêt non démenti pour notre comité et ses travaux. Vous avez toujours répondu avec beaucoup de diligence à nos demandes de renseignements. J'inclus M. Maxwell dans ces remerciements. Il s'est toujours montré disposé à nous fournir les renseignements dont nous avons besoin, ce dont nous lui savons gré; au nom du comité, nous vous remercions.

La séance est levée.









*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

9:30 a.m.

### *From Shell Canada Limited:*

Mr. D. J. Taylor, Executive Vice-President;  
Mr. J. A. Holmes, Manager, International Trading;  
Mr. C. W. Pegg, Advisor, Business Issues;  
Mr. J. A. Dickson, Manager, Supplies and Operations Planning.

11:00 a.m.

### *From the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:*

Mr. John A. Niedermaier, President; President, Badger Drilling Ltd.; President, Petro Well Servicing;  
Mr. Ron W. Waye, Chairman, Service Rig Division; President, Widney Well Servicing Ltd.;  
Mr. Gordon R. Rowan, Vice-President; President, Cactus Drilling;  
Mr. J. G. Williams, Past President; President, ADECO Drilling & Engineering Co. Ltd.;  
Mr. Don M. Herring, Managing Director.

## AFTERNOON MEETING

2:30 p.m.

### *From Suncor Inc.:*

Mr. T. H. Thomson, President and Chief Executive Officer;  
Mr. H. B. Maxwell, Vice-President, Government Affairs;

Dr. G. A. T. Allan, Director, Planning and Control, Oil Sands Group.

9 h 30

### *De Shell Canada Limitée:*

M. D. J. Taylor, vice-président exécutif;  
M. J. A. Holmes, directeur, Opérations internationales;  
M. C. W. Pegg, conseiller, Questions commerciales;  
M. J. A. Dickson, directeur, Planification de l'approvisionnement et des opérations.

11 heures

### *De la «Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors»:*

M. John A. Niedermaier, président; président, «Badger Drilling Ltd.»; président, «Petro Well Servicing»;  
M. Ron W. Waye, président, «Service Rig Division»; président, «Widney Well Servicing Ltd.»;  
M. Gordon R. Rowan, vice-président; président, «Cactus Drilling»;  
M. J. G. Williams, ancien président; président, «ADECO Drilling & Engineering Co. Ltd.»;  
M. Don M. Herring, directeur exécutif.

## RÉUNION DE L'APRÈS-MIDI

14 h 30

### *De Suncor Inc.:*

M. T. H. Thomson, président et directeur général;  
M. H. B. Maxwell, vice-président, affaires gouvernementales;  
M. G. A. T. Allan, directeur, planification et contrôle groupe des sables bitumineux.

First Session  
Thirty-third Parliament, 1984-85-86



Première session de la  
trente-troisième législature, 1984-1985-1986

## SENATE OF CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

---

Wednesday, June 4, 1986

**Issue No. 29**

**First Proceedings on:**

Subject-matter of Bill C-92,  
“Canada Petroleum Resources Act”

---

WITNESSES:  
(See back cover)

## SÉNAT DU CANADA

---

*Délibérations du Comité sénatorial  
permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

---

Le mercredi 4 juin 1986

**Fascicule n° 29**

**Premier fascicule concernant:**

Teneur du Projet de loi C-92,  
«Loi fédérale sur les hydrocarbures»

---

TÉMOINS:  
(Voir à l'endos)



THE STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*

The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (or Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (or Doody)

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

LE COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings,

*Vice-président:* L'honorable R. James Balfour

Les honorables sénateurs:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen (ou Frith)
Hastings	Olson
Hays	*Roblin (ou Doody)

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Tuesday, May 27, 1986:

“With leave of the Senate,

The Honourable Senator Doody moved, seconded by  
the Honourable Senator Macdonald (*Cape Breton*):

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to examine the subject-  
matter of the Bill C-92, intituled: “An Act to regulate  
interests in petroleum in relation to frontier lands, to  
amend the Oil and Gas Production and Conservation Act  
and to repeal the Canada Oil and Gas Act”, in advance of  
the said Bill coming before the Senate or any matter  
relating thereto.

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative.”

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mardi 27 mai 1986:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Doody propose, appuyé par l'ho-  
norable sénateur Macdonald (*Cap-Breton*),

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à étudier la teneur du  
Projet de loi C-92, intitulé: «Loi visant la réglementation  
des titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales,  
modifiant la Loi sur la production du pétrole et du gaz et  
abrogeant la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada», avant  
que ce projet de loi soit soumis au Sénat ou toute question  
s'y rattachant.

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, JUNE 4, 1986  
(62)

## [Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 6:00 p.m., this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Doody, Hastings, Kenny and Lucier. (6)

*In attendance: From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

*Witnesses:*

*From the Department of Energy, Mines and Resources:*

Mr. George R. M. Anderson, Assistant Deputy Minister, Energy Policy, Programs and Conservation Sector;

Mr. Jeffrey Carruthers, Deputy Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration;

Ms. Tamara Parschin-Rybkin, Legal Counsel, Canada Oil and Gas Lands Administration;

Mr. Raymond Quesnel, Legal Consultant.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated May 27, 1986, proceeded to consider the subject-matter of the Bill C-92, intituled: "An Act to regulate interests in petroleum in relation to frontier lands, to amend the Oil and Gas Production and Conservation Act and to repeal the Canada Oil and Gas Act".

The witnesses made a statement and answered questions.

At 6:41 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 4 JUIN 1986  
(62)

## [Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 18 heures sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Doody, Hastings, Kenny et Lucier. (6)

*Également présente: Du Bureau du président:* M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Aussi présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

*Témoins:*

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:*

M. George R. M. Anderson, sous-ministre adjoint, Secteur de la politique, des programmes et des économies d'énergie;

M. Jeffrey Carruthers, sous-administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada;

M<sup>e</sup> Tamara Parschin-Rybkin, conseiller juridique, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada;

M<sup>e</sup> Raymond Quesnel, consultant juridique.

Conformément à son ordre de renvoi du 27 mai 1986, le Comité poursuit l'étude de la teneur du projet de loi C-92 «Loi visant la réglementation des titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales, modifiant la Loi sur la production du pétrole et du gaz et abrogeant la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada».

Les témoins font une déclaration et répondent aux questions.

A 18 h 41, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:



## EVIDENCE

Wednesday, June 4, 1986

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 6 p.m. to examine the subject matter of Bill C-92, the Canada Petroleum Resources Act.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, I call the meeting to order. We will proceed tonight with the prestudy of the subject matter of Bill C-92 in advance of the bill coming before the Senate.

We have with us Mr. George Anderson, Assistant Deputy Minister of the Energy Policy, Programs and Conservation Sector of the Department of Energy, Mines and Resources. I will call upon him to introduce the other witnesses appearing with him, after which he will proceed to make an opening statement.

**Mr. George R. M. Anderson, Assistant Deputy Minister, Energy Policy, Programs and Conservation Sector, Department of Energy, Mines and Resources:** Thank you, Mr. Chairman. May I say at the outset that the minister was very sorry that her schedule did not permit her to be here at this time. I believe there was some discussion about rescheduling, but it was impossible for her to attend. She will obviously follow the work of the committee with the greatest interest.

Seated to my right is Mr. Jeffrey Carruthers, who is the Deputy Administrator of the Canada Oil and Gas Lands Administration. Seated to his right is Ms. Tamara Parschin-Rybin, who is Legal Counsel to the Canada Oil and Gas Lands Administration. Seated to my left is Mr. Raymond Quesnel, who was with the Canada Oil and Gas Lands Administration but is now primarily with the Petroleum Incentives Administration. We also have with us Mr. Wayne Wouters, who is a Director in the Financial Branch of the Policy Sector of the Department of Energy, Mines and Resources. He is expert on questions affecting royalties should any such questions arise.

I propose to make the most preliminary and brief opening comments on the bill, after which we can respond to any questions senators may have. This legislation is proposed as the successor legislation to the Canada Oil and Gas Act. There are two types of amendments. There are those which are amendments of substance, which are so extensive, in many ways, that the bill has been given a new name. The proposed name is the Canada Petroleum Resources Act, and I will come back in a moment to the substantive changes as they compare to the Canada Oil and Gas Act.

The second class of changes, which are also very extensive, are technical changes. We had a few years' experience living with the Canada Oil and Gas Act and became aware of a number of its imperfections. To the extent that its provisions are being carried into this new act, we have taken the opportunity of coming to Parliament to make an extensive number of technical changes.

## TÉMOIGNAGES

Le mercredi 4 juin 1986

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 18 heures pour étudier le projet de loi C-92, Loi fédérale sur les hydrocarbures.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, la séance est ouverte. Nous allons procéder ce soir à l'étude préliminaire de l'objet du projet de loi C-92, avant qu'il soit présenté au Sénat.

Nous accueillons M. George Anderson, sous-ministre adjoint, Secteur de la politique, des programmes et des économies d'énergie. Je vais lui demander de nous présenter les autres témoins qui comparaissent en même temps que lui, après quoi, il nous fera la déclaration d'usage.

**M. George R. M. Anderson, sous-ministre adjoint, Secteur de la politique, des programmes et des économies d'énergie:** Merci, Monsieur le Président. Je tiens à vous dire dès maintenant que la ministre regrette beaucoup que ses engagements ne lui permettent pas d'être parmi nous aujourd'hui. Elle a essayé de réaménager son emploi du temps, mais il lui a été impossible d'assister à cette séance. Mais je suis certain qu'elle suivra les travaux du comité avec le plus grand intérêt.

Assis à ma droite se trouve M. Jeffrey Carruthers, sous-administrateur, administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. A sa droite, se trouve M<sup>me</sup> Tamara Parschin-Rybin, conseillère juridique, administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. A ma gauche, se trouve M. Raymond Quesnel, autrefois attaché à l'administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, mais qui s'occupe surtout aujourd'hui de l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier. Nous accueillons également M. Wayne Wouters, directeur, Direction des finances, secteur des politiques, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. M. Wouters est spécialisé dans les questions de redevances, au cas où elles surgiraient au cours de nos délibérations.

Je limiterai autant que possible mes observations au projet de loi et nous pourrions ensuite répondre aux questions des sénateurs. Cette mesure législative est destinée à remplacer la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada. Elle présente deux genres de modifications. Il y a les modifications de fonds, qui ont une portée telle qu'il a fallu renommer le projet de loi que l'on propose d'appeler désormais la Loi fédérale sur les hydrocarbures, et je reviendrai dans un moment sur les modifications importantes, pour les comparer aux dispositions de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada.

Les modifications de la deuxième catégorie, qui sont également très importantes, sont des changements techniques. Après nous être conformés durant quelques années à la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, nous y avons relevé un certain nombre d'imperfections, au sujet desquelles nous avons décidé de demander au Parlement d'apporter d'importantes modifications techniques.

*[Text]*

The bill that senators have before them is the product of extensive consultation with the industry, with the provincial governments of Nova Scotia and Newfoundland and with the territorial government in Yellowknife. The two provincial governments in particular have gone through it with the greatest care, because this legislation will be incorporated into the joint management legislation that we will have for Newfoundland and, in due course, the revised scheme that we will have for Nova Scotia. This will be the underlying management legislation throughout the Canada lands. What will vary in the legislation senators will subsequently have before them in the form of Bill C-94, which is the Newfoundland Accord legislation. That legislation will incorporate the provisions which are contained here with one significant exception, which deals with the administration of ministerial powers. We will not get into Bill C-94, but I simply draw your attention to the fact that this will be a part of Bill C-94.

The current legislation we have in Nova Scotia has extensive cross-references to the Canada Oil and Gas Act, and in due course we would be proposing to come before Parliament with a revised package of legislation for Nova Scotia that will also include this legislation as the underlying legislation. Likewise, in the north, things are much less advanced. It is difficult to make any prediction in terms of timetables, but in due course it is our expectation that this legislation regarding oil and gas rights would be in place there, should there be a joint management agreement.

There is a second major act which governs oil and gas administration on Canada lands, and that is the Oil and Gas Production and Conservation Act. It essentially deals with the more regulatory aspects of conservation, reservoir control, safety and those types of things. There are some amendments to that act at the very end of this bill. Essentially, they are related to what we are doing in the main bill, but the main part of the Oil and Gas Production and Conservation Act has not been touched.

Turning now to the principal substantive provisions of this new piece of legislation, I will pass over the sections and comment on the principal provisions. There is a general theme which runs through the bill, however, and that is to move away from the large number of discretionary powers which we found in the Canada Oil and Gas Act—the minister had a very large number of discretionary powers under that act—and to be far more precise in this act in terms of the rights and obligations that are associated with the various classes of licences that will exist on the Canada lands. The industry was never comfortable with the extensive ministerial discretion to be found in the old act. We concluded that much of it was not required in practice and that, in some cases, it may well discourage the type of thing we are trying to attract.

Therefore, in this bill senators will find that we are being more precise in terms of how oil and gas rights should be

*[Traduction]*

Le projet de loi que vous avez entre les mains, sénateurs, résulte d'une étroite consultation avec l'industrie, avec les gouvernements provinciaux de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve, et avec le gouvernement territorial à Yellowknife. Les deux gouvernements provinciaux l'ont particulièrement revu avec le plus grand soin, parce que ce projet de loi sera incorporé à la loi qui régira le régime d'administration conjointe à Terre-Neuve et, éventuellement, le projet révisé que nous destinons à la Nouvelle-Écosse. Ce sera en somme la loi administrative de base qui s'appliquera à toutes les terres du Canada. Ce qui varie est la mesure législative qui sera remise un peu plus tard aux sénateurs sous la forme du projet de loi C-94, qui est la loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve. Dans cette loi seront incorporées les dispositions qui sont contenues ici, mais sous réserve d'une importante exception, qui se rapporte aux pouvoirs administratifs ministériels. Nous n'entrerons pas dans le projet de loi C-94; je ne fais que vous signaler que cette mesure législative fera partie du projet de loi C-94.

La loi que nous avons actuellement en Nouvelle-Écosse offre de multiples analogies avec la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada et, éventuellement, nous nous proposons de soumettre au Parlement, pour la Nouvelle-Écosse, un ensemble révisé de mesures législatives qui comprendraient également cette loi, comme loi-cadre. De même, dans le Nord, les choses sont beaucoup moins avancées. Il est difficile de prédire les calendriers mais, nous espérons que cette loi sur les droits du pétrole et du gaz sera adoptée en temps opportun, pourvu qu'un accord visant la mise sur pied d'une administration conjointe ait été conclu.

Il y a une deuxième loi importante qui régit l'administration du pétrole et du gaz sur les terres du Canada, notamment la Loi sur la production du pétrole et du gaz. Cette mesure législative porte essentiellement sur les aspects plutôt réglementaires de la conservation, du contrôle des réserves, de la sécurité, et d'autres mesures de ce genre. À la fin du projet de loi se trouvent certaines modifications qui lui ont été apportées et qui se rapportent fondamentalement aux mesures que nous prenons à l'égard du projet de loi principal, mais la substance de la Loi sur la production du pétrole et du gaz n'a pas été changée.

Je vais maintenant considérer l'une après l'autre les principales dispositions de cette nouvelle mesure législative, commentant brièvement celles qui sont essentielles. Il y a, toutefois, un thème général qui se dégage de ce projet de loi et il consiste à réduire la multitude de pouvoirs discrétionnaires prescrits dans la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, qui conférait, en effet, au ministre de multiples pouvoirs discrétionnaires, et à mieux préciser les privilèges et obligations dont sont assorties les diverses catégories de licences qui seront émises pour les terres du Canada. L'industrie s'est toujours mal accommodée de la discrétion ministérielle exagérée prescrite dans l'ancienne loi. Nous en avons conclu qu'une bonne partie de cette discrétion était superflue en pratique et que, dans certains cas, elle pourrait même détourner la loi de la réalisation de ses objectifs.

Aussi, les sénateurs pourront constater combien ce projet de loi se montre plus précis sur le rapport des modalités de gestion



## [Text]

administered. The appeal procedures are clearer; the whole act, from that point of view, is quite different in spirit and approach from the Canada Oil and Gas Act.

A major section of the Canada Oil and Gas Act—and one of the most controversial, of course—was the crown share provisions. Senators will find that those are essentially absent from this bill. That is a major change. There will no longer be a crown share on Canada lands. Senators may wish to get into discussion of that, but I will say that there are no clauses of the bill which treat the crown share. It has been, effectively, eliminated. Perhaps I can turn now to the principal sections. Regarding the section dealing with the issuance of interests, the purpose of what you will find there is to determine the procedures for the calling of bids, for selecting bids, for issuing interests much clearer than was the procedure in the past. To establish a less discretionary system, we must have single criterion bidding when it comes to issuing bids; and when other types of interests are being offered, it would essentially be on the same sort of basis. So we will look at exploration licences, significant discovery licences and production licences. Those three classes of interest are established more clearly than they existed in the past, and the ways in which they would be managed are set out quite precisely. That is what you see in the sections dealing with exploration and production: what rights are associated with exploration licences; how those are continued; the way in which a discovery can be turned into a significant discovery licence; and, from that, the way in which a significant or commercial discovery can be turned into a production licence.

There are some important principles of balance in all of this. The production licences, as they are described in this bill, are different from those that you will find in many other countries, in that they do not have a finite term at the outset. I should correct myself by saying that exploration licences, which lead inexorably, if there are discoveries, through to production licences, do not have a finite term. In most countries you will find that there is a finite term to a production licence which also includes that part of the process that we call an exploration licence.

Against that we have a number of special ministerial powers which protect the Crown's interest should one of those rather open-ended rights be lying fallow when there is good reason to believe that it should be developed. Those ministerial powers are different from those which existed under the previous act—we can get into that in more detail—and are circumscribed by certain rights of appeal, which ensure that the minister acts on the basis of well established fact.

Regarding Canadian ownership, I mentioned that the Crown's share has been eliminated, but we have maintained a 50 per cent Canadian ownership requirement. That is now focused on the production licence stage. We are saying that to have a production licence there should be a 50 per cent Canadian ownership rate, and a procedure is put in place for achieving that when the exploration licence or significant dis-

## [Traduction]

des droits du pétrole et du gaz. Les procédures d'appel sont, en outre, plus nettes. Toute la loi, de ce point de vue, diffère beaucoup, dans son esprit et ses modalités de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada.

Un des articles importants de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada—et l'un de ceux qui ont le plus suscité de controverses, bien sûr—est celui qui renferme les dispositions relatives à la part de la Couronne. Les sénateurs constateront que ces dispositions ne figurent pas dans ce projet de loi. C'est là une modification importante. Il n'y aura plus sur les terres du Canada une part réservée à la Couronne. Les sénateurs voudront peut-être discuter à ce propos, mais je les prévienne dès maintenant qu'il n'y a aucune disposition du projet de loi qui se rapporte à la part de la Couronne. Cette question a été, à toutes fins pratiques, abrogée. Examinons maintenant les articles principaux. Au sujet des dispositions sur l'octroi des titres, vous verrez que le but se résume en somme à fixer les procédures pour les appels d'offres, la sélection des soumissions et l'octroi des titres, plus clairement que par le passé. Pour établir un régime moins discrétionnaire, il nous faut avoir un critère unique pour les appels d'offre; et lorsque d'autres titres sont offerts, ce devrait être en vertu des mêmes critères. Nous allons donc étudier les questions de permis de prospection, d'attestation de découvertes importantes et de licences de production. Ces trois catégories sont mieux définies, et les modalités de leur gestion sont exposées avec plus de précision. Les articles qui se rapportent à l'exploration et à la production expliquent quels sont les droits liés aux permis de prospection, comment leur durée est prolongée, comment une découverte peut se muer en une attestation de découverte importante, et, par la suite, comment une importante découverte exploitable peut ouvrir droit à une licence de production.

Certains importants principes visant à assurer un certain équilibre sous-tendent ces dispositions. Les licences de production, telles qu'elles sont décrites dans le présent projet de loi, sont différentes de celles que vous trouverez dans beaucoup d'autres pays, en ce sens qu'aucun terme ne leur est fixé à l'origine. Je dois me reprendre ici et ajouter que, si les permis de prospection qui constituent des découvertes, aboutissent inévitablement à des licences de production, ils n'ont pas un terme défini. On peut constater que la plupart des pays fixent une durée à la licence de production, qui s'étend aussi à ce que nous appelons ici le permis de prospection.

Nous avons, par contre, certains pouvoirs ministériels spéciaux qui protègent les intérêts de la Couronne, au cas où l'un des droits illimités dans ce domaine ne serait pas exercé, alors qu'il y aurait de bonnes raisons de croire qu'il devrait l'être. Ces pouvoirs ministériels sont différents de ceux qui existaient en vertu de la loi précédente—nous pourrions en parler plus tard—et ils sont sujets à certains droits d'appel qui garantissent que le ministre agira sur la foi d'un fait bien établi.

Au sujet de l'appartenance canadienne, j'ai dit que la part de la Couronne a été éliminée, mais nous avons gardé la disposition stipulant que la participation canadienne doit être maintenue à 50 p. 100. Ceci s'applique présentement au stade de la licence de production. Nous disons en somme que pour obtenir une licence de production, il faut 50 p. 100 de participation canadienne et nous sommes en train d'élaborer une pro-



## [Text]

covery licence is below the 50 per cent Canadian ownership rate. Again we can come back to that and go into more detail as to how that would be done. We have tried to set out a procedure which gives adequate time and which is completely fair to the companies, but which, at the same time, gives the minister the necessary authority to pursue the objective of Canadian ownership for upstream production.

In royalties, the old act contained a royalty regime that was written into it. This was very unusual by the standards of oil and gas regulation around the world. Typically royalties are set out in regulations. They are the types of things which require a lot of fine tuning. From time to time they are amended by governments. The industry's initial position was that it would prefer to see royalties remain in the act, but I think it is now quite persuaded that it makes much more sense to move them into the regulations. So what we have here is essentially an enabling section which sets out how royalties can be made and some of the basic provisions governing those.

At the time that the minister made her statement, on October 31, on frontier policy, she indicated the basic outlines of the proposed royalty regime for the Canada Lands. We are having discussions with the industry on that—and, again, if you are interested we can proceed to look at royalties in more detail.

Regarding the environmental studies revolving fund, the changes in this section of the act are essentially to do with giving clear recognition of what has in practice been the management regime that we have had. That fund was initially established to eliminate some of the wastage which existed with different companies doing research on identical subjects, which they needed to do before they could proceed with some of their activities. It also was unfortunate that some of the research which would have had a broader interest was not made public because it was proprietary. So the fund was set up basically to channel money that the companies would have spent on this type of research in its most effective way; and it has always relied very heavily on a joint management regime between government and industry. What we are doing here is making it clearer that the management of the fund shall rest with this joint board—and, again, we can get into the details of that in due course.

Regarding transfers, assignments and registration, this is a very technical section. It is very important for the companies, and it can be very important for the banks when they are looking at questions such as giving loans. The changes here reflect considerable consultation not just with the oil companies but also with lenders. There is always a question of a balance between the interest of the oil companies and that of the banks on these things, but we believe that we have come up with a balanced regime governing the registration procedures.

## [Traduction]

cédure à cet effet, pour les cas où le permis de prospection ou l'attestation de découverte importante est inférieure au taux de participation canadienne de 50 p. 100. Ici encore, nous pourrions y revenir en plus de détails. Nous avons essayé d'établir une procédure qui prévoit un délai suffisant et qui sont tout à fait équitables envers les sociétés mais qui, en même temps, confère au ministre l'autorité dont il a besoin pour réaliser son objectif de participation canadienne, en vue d'une production en amont.

Du point de vue des redevances, l'ancienne loi renfermait un régime qui y était incorporé: ce qui était très inusité, d'après les normes de réglementation mondiales du pétrole et du gaz. Les redevances sont, normalement fixées par règlement. Ce sont des dispositions, qui appellent un dosage soigné. De temps à autre, elles sont modifiées par les gouvernements. L'industrie a dit tout d'abord qu'elle préférerait voir les redevances incorporées à la loi, mais elle est maintenant persuadée, je crois, qu'il vaut mieux les intégrer aux règlements. Nous nous trouvons donc ici, en somme, avec un article habilitant qui décrit les modalités d'attribution des redevances et certaines des dispositions de base qui les régissent.

Au moment où le ministre a fait sa déclaration, le 31 octobre, sur la politique frontalière, il a exposé les lignes générales du régime de redevances proposé pour les terres du Canada. Nous sommes en train d'en discuter avec l'industrie et, ici encore, si la chose vous intéresse, nous pourrions étudier de plus près cette question.

Les modifications apportées aux dispositions sur le fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement entérinent nettement la pratique administrative du régime antérieur. Ce fonds a été établi pour supprimer une partie du gaspillage provenant de ce que diverses compagnies entreprenaient, dans des domaines identiques, les recherches qui s'imposaient avant qu'elles n'entreprennent leurs activités. Il est malheureux aussi que les résultats de certaines de ces recherches, qui auraient pu être plus vastes, n'aient pas été divulgués, du fait qu'ils revenaient de droit à ceux qui avaient entrepris ces recherches. Le fonds a donc été institué tout d'abord pour canaliser le plus efficacement possible l'argent que les sociétés auraient consacré à ce genre de recherches; sans compter que l'affectation de ces sommes a toujours été lourdement tributaire d'un régime de gestion conjointe entre le gouvernement et l'industrie. Nous voulons préciser ici que la gestion du fonds reviendra à cette commission conjointe. Si vous voulez, nous entrerons plus tard dans le détail.

La section qui se rapporte au transfert, aux cessions et à l'enregistrement est fort technique. Elle revêt une très grande importance pour les sociétés, et peut-être aussi pour les banques, lorsqu'il s'agit pour elles d'accorder des prêts. Ces modifications résultent d'une étroite consultation, non seulement avec les sociétés pétrolières, mais aussi avec les maisons de prêts. Il y a toujours cette question d'un équilibre qu'il convient de ménager entre les intérêts des sociétés pétrolières et ceux des banques, mais nous sommes parvenus, je crois, à trouver un régime équilibré en ce qui concerne les procédures d'enregistrement.

**[Text]**

There are also provisions regarding the information that companies must provide on transfers, and the controls that we would have on transfers of production licences. We are eliminating the controls that we used to have on the transfers of exploration rights.

Finally there are a series of provisions dealing with administration and enforcement. The point to note there is that the role of the oil and gas committee is being enhanced in relation to appeals. If there are decisions that are made by the minister within the area of the ambit of the minister's discretionary powers, and the interest holders object to those decisions, there is a procedure for them to appeal; and the oil and gas committee—which would not be judicial; it would be an advisory committee of people who are technically expert in these matters—would review the decisions, reach a conclusion, and that decision by the oil and gas committee would then weigh very heavily in the minister's final decision.

That, Mr. Chairman, is a very rapid overview of the types of provisions that you will find in this bill. I hope that serves your purposes for opening the meeting.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Anderson. You have done very well for a 75-page bill. Before I call on Senator Kenny, you indicated that there is a great deal of discretionary power in this bill, as there was in the predecessor bill.

**Mr. Anderson:** No. I am sorry if I left myself open to that interpretation. We have restricted greatly the discretionary power. The previous bill had a great deal of discretionary power. This was a source of considerable concern by interest holders. We have greatly restricted the discretionary power of the minister, and, what is more, where the minister still has discretionary power we have clarified the appeals procedures in terms of how the minister uses those discretionary powers.

**The Chairman:** There is a section concerning the transfer of interest. The minister can authorize it or approve it. What happens if there is no disagreement between the leaseholder and the minister?

**Mr. Anderson:** On transfers of interest?

**The Chairman:** Yes.

**Mr. Anderson:** Under the old act, the current act, the transfer of an exploration right—what the act calls an exploration agreement—requires ministerial approval, and we have procedures for that. It has become fairly routine; but nonetheless it requires ministerial approval. One of the reasons for requiring ministerial approval under the current regime for exploration rights was that people could play with their exploration rights and get PIP advantages. There was a concern for what was called PIP leakage—finding that one was transferring money to companies that would not have qualified for PIP, according to the way they managed their rights. So there was a reason for it. Under the new act, the only place where Canadian ownership becomes relevant is at the stage of production licences. So the only place where there is any control on transfers of

**[Traduction]**

Il y a aussi des dispositions touchant les renseignements communicables des sociétés, au sujet des transferts et des contrôles que nous exerçons sur les transferts de licences de production. Nous supprimons les contrôles que nous avions autrefois sur les transferts et les droits de prospection.

Enfin, il y a une foule de dispositions qui se rapportent à la gestion et à l'application. Il convient de retenir dans ce domaine que le comité sur le pétrole et le gaz joue un rôle plus important en matière d'appel. Si le ministre prend, selon ses pouvoirs discrétionnaires, une décision à laquelle s'opposent les détenteurs de titres, ceux-ci peuvent en appeler au comité du pétrole et du gaz—qui n'aurait aucun caractère judiciaire, mais serait plutôt un comité consultatif d'experts techniques dans ces domaines—ce comité, après avoir revu la décision prise par le ministre, qui communiquera ses conclusions qui pourraient influencer profondément sur la prise de décision finale du ministre.

Voilà, monsieur le président, un bref aperçu des diverses dispositions que vous allez trouver dans le présent projet de loi. J'espère qu'elle vous aidera à orienter les débats de cette séance.

**Le président:** Monsieur, monsieur Anderson. Vous vous en êtes très bien tiré avec un projet de loi de 75 pages. Avant d'inviter le sénateur Kenny à prendre la parole, vous avez dit, je crois, que ce projet de loi prévoit un grand nombre de pouvoirs discrétionnaires, tout comme il en existait dans le projet de loi antérieur.

**M. Anderson:** Non. Je regrette que mes paroles aient prêté à une telle interprétation. Nous avons, effectivement, beaucoup limité les pouvoirs discrétionnaires prévus dans le projet de loi antérieur. Ils étaient d'ailleurs la source de beaucoup d'inquiétude chez les détenteurs de titres. Nous avons grandement restreint les pouvoirs discrétionnaires du ministre et, de plus, là où nous les lui avons conservés, nous avons précisé les procédures d'appel à l'égard des modalités d'utilisation de ces pouvoirs discrétionnaires par le ministre.

**Le président:** Il y a un article concernant le transfert des titres. Le ministre peut approuver ou donner son autorisation à ces transferts. Mais qu'arrive-t-il s'il y a désaccord entre le détenteur de titres et le ministre?

**M. Anderson:** Sur le transfert des titres?

**Le président:** Oui.

**M. Anderson:** En vertu de la loi antérieure, le transfert d'un droit de prospection—que le projet de loi appelle un accord de prospection—requiert l'approbation du ministre et une procédure est prévue pour cela. Elle est devenue plus ou moins routinière, mais elle n'en requiert pas moins l'approbation du ministre. L'une des raisons pour lesquelles le régime actuel exige l'approbation du ministre pour obtenir des droits de prospection, c'est que les gens pouvaient utiliser ces droits pour obtenir les avantages prévu au PESP. On s'inquiétait du fait que l'on transférait de l'argent à des sociétés qui n'y étaient pas admissibles en vertu du PESP, à cause de leur façon de gérer leurs titres. Ce comportement était donc justifié. En vertu de la nouvelle loi, le seul stade auquel on peut à juste titre, appliquer la condition de la participation canadienne est celui de l'émission



*[Text]*

rights under the new act is the transfer of a production licence. My counsel can draw attention to the relevant clause, but my recollection of what we have said is that if there is no diminution in the core of the transfer, in the Canadian ownership rate, then there is an automatic right to transfer the interest. If there is a diminution of core, then the minister must approve the transfer. That relates to the concern of protecting 50 per cent of Canadian ownership at the production stage.

**Senator Kenny:** Mr. Chairman, I have some procedural questions that I would like to direct to you as much as anyone. I received notice that the minister was appearing. I am pleased to see the witnesses. I respect them and I think they have valuable things to tell us, but it is almost a case of switch and bait or bait and switch.

**The Chairman:** The minister was scheduled to appear at 6 o'clock. She asked that the meeting be rescheduled to 4 o'clock. We tried to reschedule the meeting for 4 o'clock to facilitate the minister but, unfortunately, there were three other committees meeting at 4 o'clock and we were unable to facilitate her, so she had to be excused.

**Senator Kenny:** When did she advise us that she would appear?

**The Chairman:** Initially, the request to appear came from the minister.

**Senator Kenny:** And when did she advise us that she would not be coming?

**The Chairman:** Last Thursday.

**Senator Kenny:** Then why did we not get notice of who was appearing? Today I asked for the briefing notes and for information as to who was appearing. The first sign I received of what was happening was when I sat down in my chair. These people who have appeared are experts on the bill. However, I must say that until I saw you in the chamber, Mr. Chairman, I was under the impression that I would be talking to the minister about policy matters and the politics of the bill. Obviously, these people cannot talk about policy.

**The Chairman:** I can only respond by saying that from now until the end of June the meetings will flip-flop and change. We were working right up until this morning in an attempt to get the minister to appear. It has turned out that we have not been able to arrange for her to appear. We are trying to facilitate the prestudy of the bill, the requests of the minister and of the senators. We are doing the best we can.

**Senator Kenny:** I accept that. You are working harder than the rest of us, and, by and large, you are doing a good job. However, I must say that I am frustrated that we do not know who is coming to these meetings, and I am equally irritated when we do not get a briefing before the meeting. I do not understand who requested the prestudy. Why are we prestudying this bill now?

*[Traduction]*

des licences. Le seul point où il y a contrôle des transferts des titres en vertu de la nouvelle loi est donc au moment du transfert d'une licence de production. Mon conseiller peut vous dire exactement de quel article il s'agit mais nous avons dit, je crois, que s'il ne se produit, dans l'ensemble du transfert, aucune réduction du taux de participation canadienne, le droit de transfert des titres s'établit automatiquement. S'il y a une diminution dans le noyau de transfert, la ministre doit alors approuver ce dernier. Cela a trait à la nécessité d'assurer 50 p. 100 d'appartenance canadienne au stade de la production.

**Le sénateur Kenny:** Monsieur le président, j'aurais certaines questions de procédure à vous poser à vous et à tout le monde. J'ai reçu un avis m'annonçant la comparution de la ministre. Je suis heureux de voir les témoins que je respecte d'ailleurs et j'estime qu'ils ont beaucoup de choses utiles à nous dire, mais on nous fait patienter indéfiniment.

**Le président:** La ministre devait comparaître à 18 heures. Elle a demandé que la réunion ait lieu plutôt à 16 heures. Nous avons essayé de déférer à sa demande, mais malheureusement, il y avait trois autres comités qui siégeaient à 16 heures et nous n'avons pu nous rendre à son désir, de sorte qu'elle a dû s'excuser.

**Le sénateur Kenny:** Quand nous avaient-elle avertis qu'elle comparaitrait?

**Le président:** Au départ, c'est la ministre qui a demandé à comparaître.

**Le sénateur Kenny:** Et quand nous a-t-elle informés qu'elle ne pourrait venir?

**Le président:** Jeudi dernier.

**Le sénateur Kenny:** Pourquoi ne nous a-t-on pas dit alors quels témoins comparaitraient? Aujourd'hui, j'ai demandé de la documentation et des renseignements sur les témoins qui devaient comparaître. Je ne me suis rendu compte de la situation que lorsque j'ai pris place dans mon fauteuil. Certes, ceux qui sont là sont des experts en la matière. Toutefois, je dois dire qu'avant de vous voir dans cette salle, monsieur le président, j'avais l'impression que je m'entretiendrais avec la ministre de questions de politique et du caractère politique du projet de loi. De toute évidence, ces témoins-ci ne peuvent en parler.

**Le président:** Pour toute réponse, je puis vous dire que jusqu'à la fin de juin, les réunions iront cahin-caha et subiront des changements. Nous avons tout fait jusqu'à ce matin pour tenter d'amener la ministre à comparaître, mais nous avons échoué. Nous essayons à la fois de mener à bien l'étude préalable du projet de loi, de satisfaire aux demandes de la ministre et aux exigences des sénateurs. Nous faisons de notre mieux.

**Le sénateur Kenny:** Je le reconnais. Vous travaillez plus fort que nous tous, et vous faites vraiment du bon travail. Toutefois, je me sens frustré de ne pas savoir qui assistera à ces réunions et quand nous ne recevons pas de documentation préalable. Je ne comprends pas qui a demandé la tenue de cette étude préliminaire. Pourquoi effectuons-nous actuellement une telle étude?



[Text]

**The Chairman:** The prestudy of any bill or on most major bills prior to their coming to the Senate is a procedure that is followed in the Senate.

**Senator Kenny:** It is a nice thing to do and it is a good thing to do, but if we are rushing it when we cannot get our witnesses or have our briefings, it seems to me that pre-studies may become superficial studies. That is all I have to say.

**Senator Lucier:** Mr. Chairman, I am in the same position as Senator Kenny. I wanted to ask some questions of the minister, but if these people can answer them, fine. I think I understood the witness to say that the discretionary powers of the minister have been removed from the bill.

**Mr. Anderson:** No, they have been greatly circumscribed.

**Senator Lucier:** After you made that comment initially, I began going through the bill, and I find on pages 13, 17, 18, 20 and 21 the phrase "the minister may." That phrase tells me that the minister can or cannot do what is suggested. For example, clause 36(1) under "Development Orders", reads:

The Minister may, at any time after making a declaration of commercial discovery, send a notice—

In clause 36(3) it says:

The Minister... may, at any time not later than six months after the exploration of the period specified in a notice—

On the next page, clause 36(6), says:

The Minister may extend the period specified in an order—

Clause 41(4) reads:

The Minister may, by order, on such terms and conditions as may be specified in the order, extend the term of a production licence where—

And it specifies where she can do so.

**Mr. Anderson:** There are two classes of discretionary orders, if you will. There are those relating to what the minister may do up to the point where an interest is created. Even there, there have been some constraints on how the minister may proceed. Under the current act the minister has an extensive power to direct issue land. Under this act, the minister's power to direct issue land—that is to say, issue land without a competition of any type—is very narrowly circumscribed.

**Senator Lucier:** That procedure was followed under the old act.

**Mr. Anderson:** It was not in the old act.

**Senator Lucier:** It was done in practice.

**Mr. Anderson:** There had been some direct issuance under the old regulations of the act that preceded the Oil and Gas Act, but this power was never extensively used. I think I can say that the industries concern about the discretionary powers that exist throughout the act is not over their use, but over their existence. One of the reasons the government felt com-

[Traduction]

**Le président:** L'étude qui précède la présentation au Sénat de n'importe quel projet de loi ou des principaux d'entre eux est une procédure habituelle au Sénat.

**Le sénateur Kenny:** C'est une belle et bonne initiative, mais si nous sautons des étapes faute de témoins ou de documentation, il me semble que les études préliminaires peuvent devenir assez superficielles. C'est tout ce que j'avais à dire.

**Le sénateur Lucier:** Monsieur le président, je suis de l'avis du sénateur Kenny. Je voulais moi aussi interroger la ministre sur certains points, mais si les témoins ici présents peuvent répondre à mes questions, c'est parfait. J'ai cru entendre le témoin dire que les pouvoirs discrétionnaires de la ministre ne figuraient plus dans le projet de loi.

**M. Anderson:** Non, ils ont été largement restreints.

**Le sénateur Lucier:** Lorsque vous avez fait ce commentaire, j'ai parcouru le projet de loi et j'ai trouvé aux pages 13, 17, 18, 20 et 21 l'expression «le ministre peut». Cette expression me renseigne sur ce qu'un ministre peut ou ne peut pas faire dans un cas particulier. Par exemple, le paragraphe 36(1), sous «Arrêtés de mise en valeur», dispose que:

«Après avoir fait une déclaration de découverte importante... le ministre peut, par avis...»

Et au paragraphe 36(3), on lit ce qui suit:

«... dans les six mois qui suivent l'expiration du délai, le ministre, ... peut...»

A la page suivante, le paragraphe 36(6), dit que:

«Le ministre peut prolonger le délai fixé dans un arrêté...»

Au paragraphe 41(4), on note que:

«Le ministre peut, par arrêté, prolonger la licence, selon les modalités indiquées, dans les cas suivants...»

Et précise où le ministre peut intervenir.

**M. Anderson:** Il y a deux catégories d'arrêtés discrétionnaires, si vous voulez. Il y a ceux qui se rapportent à ce que le ministre peut faire jusqu'au moment où un intérêt est créé. Même alors, le ministre ne jouit pas d'un pouvoir illimité. Aux termes de la loi actuelle, le ministre est investi d'un pouvoir considérable pour ordonner la délivrance de licences d'exploitation. Aux termes de ce projet de loi, le pouvoir du ministre dans ce domaine, c'est-à-dire la délivrance des licences d'exploitation sans concurrence aucune—est très limité.

**Le sénateur Lucier:** C'est ce que prescrivait l'ancienne loi.

**M. Anderson:** Cette disposition ne figurait pas dans l'ancienne loi.

**Le sénateur Lucier:** Mais elle existait dans la pratique.

**M. Anderson:** Dans certains cas ont avait délivré directement des licences en vertu de l'ancien règlement de la loi qui a précédé la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz, mais ce pouvoir n'a jamais été tellement exercé. A mon avis, les industries s'inquiètent de ces pouvoirs discrétionnaires qu'on retrouve dans la loi, bien plus à cause de leur exis-

## [Text]

fortable with circumscribing many of these discretionary powers is that they had not been used, and it had not been felt necessary to use them. That being said, when you go to a bank to borrow money and the bank looks at the act and says that this could happen, that could happen, and how can we lend against these eventualities, difficulties arise.

**Senator Lucier:** You are saying that the bank managers would not be concerned when looking at all the incidents of "the minister may" in this bill?

**Mr. Anderson:** I think you will find that their level of comfort is considerably greater than it was.

**Senator Balfour:** Would it be correct to say that under the rules of the statutory interpretation, the phrases we are referring to may mean "shall"?

**Mr. Anderson:** It would depend very much on the clause, but I think in most cases "may" means "may." In fact, we did try to clean that up. There had been some obligatory "mays" in the previous version and I think we have eliminated them.

**Mr. Raymond Quesnel, Legal Consultant, Department of Energy, Mines and Resources:** It depends on the context. By illustration, the part dealing with land issuance to which the senator referred says that the minister may issue interest in accordance with the act and regulations. On the face of it, it looks like a discretionary power, but upon reading the subsequent clauses, you find that the land in the frontier can only be issued in accordance with the statutory provisions, which is to say there must be a public call for bids, and everybody must be appraised in advance by public notice of what lands are being put up and the terms and conditions pursuant to which they will be issued.

**Senator Lucier:** Which is virtually what happened in practice with the previous administration.

**Mr. Quesnel:** In practice, but under this bill the terms of the conditions pursuant to which the interest would be issued are spelled out in advance. Under the old act, there would be a public notice procedure and the actual issuance followed a series of negotiations with the various companies that submitted proposals pursuant to the notice. Whereas with this legislation there will not be this negotiating process. The terms and conditions of the licence and all the rules will be set out in advance. There will be a single biddable criterion so that the winners and losers will know why they won or lost. The point I am trying to make is that if you start looking at how these things were, rather than perhaps focusing on a few particular provisions, you will see that the discretion which was inherent in the act has been greatly circumscribed.

**Mr. Jeffrey Carruthers, Deputy Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources:** Basically, some of the clauses you refer to talk about land issuance. Ultimately the minister must decide whether or not it is appropriate and in the national interest to consider issuing land. Once that decision is made there are a

## [Traduction]

tence qu'à cause de l'exercice qu'on en fera. Si le gouvernement n'a pas hésité à restreindre un grand nombre de ces pouvoirs discrétionnaires, c'est notamment parce que ces derniers n'avaient pas été utilisés et qu'on n'avait pas jugé utile de les utiliser. Cela dit, une banque peut être dissuadée de prêter de l'argent si elle constate dans la loi que ces pouvoirs peuvent être exercés.

**Le sénateur Lucier:** Voulez-vous dire que les directeurs de banque pourraient être déroutés par toutes les possibilités d'intervention du ministre, prévues dans le projet de loi?

**M. Anderson:** Vous ne pourrez manquer de constater qu'elles sont beaucoup plus rassurées qu'avant.

**Le sénateur Balfour:** Pourrait-on dire que, conformément aux règles d'interprétation des lois, le verbe «peut» pourrait aussi signifier «doit»?

**M. Anderson:** Il faudrait voir l'article en question, mais dans la plupart des cas, «peut» veut dire «peut». Nous avons d'ailleurs essayé de mettre au clair ce point. Il y avait effectivement dans l'ancienne version, des «peut» qui avaient un sens d'obligation et nous les avons supprimés.

**M. Raymond Quesnel, conseiller juridique, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Tout dépend du contexte. Par exemple, dans la partie qui traite de la délivrance de licences d'exploitation à laquelle le sénateur a fait allusion, il est dit que le ministre peut exercer ce pouvoir conformément à la loi et aux règlements. À première vue, on croirait qu'il s'agit d'un pouvoir discrétionnaire, mais en lisant les articles suivants, on découvre que les licences d'exploitation des terres frontalières ne peuvent être délivrées en conformité avec les dispositions réglementaires qui prévoient des enchères publiques et que tout le monde doit être averti par un avis public des terres qui seront mises en vente et des conditions qui préside-ront à la délivrance des licences.

**Le sénateur Lucier:** C'est ce qu'on faisait en pratique sous le régime précédent.

**M. Quesnel:** En pratique, mais le projet de loi actuel prévoit que les conditions de délivrance des licences doivent être énoncées à l'avance. Dans l'ancienne loi, il fallait en aviser le public et la délivrance elle-même avait lieu après une série de négociations avec les diverses sociétés qui avaient présenté des propositions suite à l'avis. Ce projet de loi, toutefois ne prévoit pas un tel processus de négociations. Les conditions de la délivrance de licences et toutes les règles seront prévues d'avance. Il n'y aura qu'un seul critère relativement aux offres, de sorte que les gagnants et les perdants sauront pourquoi ils ont gagné ou perdu. Je veux en venir au fait que si vous songez à ce qui se faisait, au lieu de vous centrer sur quelques dispositions particulières, vous verriez que le pouvoir discrétionnaire qui était inhérent dans la loi a été considérablement restreint dans le projet de loi.

**M. Jeffrey Carruthers, sous-administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Essentiellement, certains des articles que vous avez mentionnés traitent de la délivrance de licences d'exploitation. C'est le ministre qui doit décider en dernier lieu si la délivrance de telle ou telle licence



**[Text]**

series of steps laid out in statute that outline exactly how the process must proceed. Really the difference between this bill and the current act is in those subsequent steps.

**Senator Lucier:** I am concerned about the northern territories and the incentive that had been placed on development there through PIP grants. With the removal of PIP grants, what is now the incentive for people to go into the northern territories for the purpose of exploration? If there is to be, as I believe will happen, a serious drop in exploration in the frontier, what has been put in place to accommodate the people of that area who were told just a very few years ago: "Get yourselves ready; we are coming in."? You went in and you got them all geared up and you taught them to sell the trap line and get a big fancy skidoo. Now, as it turns out, they will not have a lot of money for gas. What have you done to accommodate those people now that you have all of a sudden said: "We have changed our minds; we were just fooling."?

**Mr. Anderson:** If I may, Mr. Chairman, this bill has one section of it, the royalty section, which is directly relevant to the incentives in the Canada Lands, and I can describe the royalty regime that we are proposing. As you know, the PIP regime was established under separate legislation.

**Senator Lucier:** Yes, I understand that.

**Mr. Anderson:** With its disappearance, there is a new incentive which is beyond the normal corporate tax write-offs. There is an exploration tax credit which was announced at the end of October and, through a ways and means motion and so on, it was introduced into Parliament.

**Mr. Chairman,** I look to your guidance as to how widely you wish me to go in responding to the senator.

**The Chairman:** I think you have just gone far enough. Senator Lucier, you are really wandering into policy.

**Senator Lucier:** Yes, I thought I might be.

**Mr. Anderson:** Without wandering into that forbidden territory, I could describe very briefly the type of royalty regime which is being discussed.

**Senator Lucier:** I appreciate that, Mr. Chairman, but my point is that I think the end result of all of this is that exploration in the north is now going to be severely curtailed because of the favourable trends in other parts of the established areas. We spent a lot of time and money going in and setting up the people of the north for a big exploration program and I think now we have just cut the legs right out from under them. I do not think there is much point in saying any more about it. I do not think the witnesses can respond to it.

**Senator Adams:** Mr. Chairman, I feel the same way as Senator Lucier does. Can you tell me, have we got rid of COGLA?

**Mr. Anderson:** No, senator, COGLA still exists.

**[Traduction]**

est appropriée et dans l'intérêt national. Une fois cette décision prise, la loi prévoit une série d'étapes décrivant exactement comment le processus doit se dérouler. En fait, ce ne sont que dans les étapes subséquentes que le projet de loi et la loi actuelle diffèrent.

**Le sénateur Lucier:** Je songe aux territoires du Nord et aux mesures d'incitation qui ont été prévues pour les exploiter grâce aux subventions accordées dans le cadre du PESP. Si on supprime ces subventions, qu'est-ce qui poussera les gens à aller prospecter les territoires du Nord? Advenant, comme je pense, que la prospection dans les régions frontalières diminue, qu'a-t-on prévu pour indemniser la population de cette région à qui on avait recommandé, il y a quelques années à peine, de se préparer pour la venue des explorateurs. On est allé les rencontrer pour les gagner à ce projet et on leur a même conseillé de vendre leur sentier de piégeage et de se procurer une belle motoneige. Maintenant, au train où vont les choses, ces gens n'auront même pas assez d'argent pour se payer de l'essence. Qu'avez-vous fait pour les indemniser après leur avoir appris sans ménagements que vous aviez changé d'idée, que ce n'était qu'une farce.

**M. Anderson:** Permettez-moi de préciser, monsieur le président, que le projet de loi contient un article, l'article des redevances, qui a directement trait aux mesures d'incitation pour l'exploration des terres du Canada, et je puis vous décrire le régime de redevances que nous proposons. Comme vous le savez, le PESP a été créé par une autre loi.

**Le sénateur Lucier:** Oui, je sais.

**M. Anderson:** Pour les remplacer, il y a une nouvelle mesure d'incitation qui s'ajoute à l'amortissement normal des sociétés. En effet, un crédit d'impôt pour l'exploration a été annoncé à la fin d'octobre et a, par une motion des voies et moyens etc., été présenté au Parlement.

Monsieur le président, il n'en tient qu'à vous de limiter ma réponse au sénateur.

**Le président:** Je pense que vous êtes allé assez loin, sénateur Lucier; vous vous engagez dans des considérations d'ordre politique.

**Le sénateur Lucier:** Oui, j'y ai pensé aussi.

**M. Anderson:** Sans nous hasarder trop loin dans ce territoire interdit, je pourrais peut-être décrire très brièvement le type de régime de redevances dont il est question.

**Le sénateur Lucier:** J'en serais ravi, monsieur le président, mais je crains qu'en définitive cette exploration dans le Nord ne soit maintenant sérieusement compromis par les tendances favorables qui se dessinent dans d'autres parties des zones habitées. Nous avons consacré beaucoup de temps et d'argent pour préparer la population du Nord à ce grand programme d'exploration et nous venons tout juste de leur couper l'herbe sous les pieds. Je ne pense pas qu'il vaille la peine d'en dire plus long, et je ne crois pas non plus que les témoins peuvent répondre à ce genre de questions.

**Le sénateur Adams:** Monsieur le président, je partage le sentiment du sénateur Lucier. Mais dites-moi, nous sommes nous débarrassés de l'APGTC?

**M. Anderson:** Non, sénateur, l'APGTC existe toujours.



**[Text]**

**Senator Adams:** Are there no more EARPs?

**Mr. Anderson:** Senator, you are referring to the Environmental Assessment Review?

**Senator Adams:** Yes.

**Mr. Anderson:** That, too, exists.

**Senator Adams:** You mentioned that you were about to review some of the environmental provisions and also the way in which they were managed between, say, the companies and the government.

**Mr. Anderson:** You are talking, senator, of the Environmental Revolving Fund. That was a provision of the old act which is merely being modified in this bill. That is a continuing provision.

**Senator Adams:** I have met some of the people who are connected with some of the companies in the north and also, in the last couple of years, we have had some of these people appear before this committee as witnesses. I think in the last year the Environmental Review Board has over \$30 million to spend on the Canada Lands. I would like to point out that some of the companies hire their own environmental people to cover that end of their operations.

**Mr. Anderson:** Yes. The theoretical maximum was \$30 million. I think the actual expenditure has been closer to \$10 million or \$11 million and it will be down on that again this year because of the decline in activity.

**Senator Adams:** You mentioned something about reviewing the leasing of lands. I know a lot of the oil companies in the north do lease land. With this bill, does that mean that these companies will automatically lose the land on which they have holdings and on which there is drilling activity going on at the moment, with more planned for the future?

**Mr. Anderson:** Are you asking me whether they will lose their holdings?

**Senator Adams:** Yes.

**Mr. Anderson:** No. I should have mentioned in my introductory comments that, under this new legislation, all existing interests are carried over from the Canada Oil and Gas Act. In other words, the bill in no way affects any existing interests, except for the new conditions in governing interests that will apply to them. However, they are in no way lost. In fact, the companies are generally pleased with what will happen to their interests.

**Senator Adams:** You mentioned that the minister has announced the future replacement of the activity that is currently going on in the Canada Lands. I am concerned about the areas in the high Arctic and in the Beaufort Sea. Does that mean that the minister intends to put more money into such companies as Petro-Canada and Dome and, if so, does that mean that the other companies will receive compensation for the activities that are currently going on around the Beaufort Sea and high Arctic?

**Mr. Anderson:** That is what I was saying in response to the question from Senator Lucier. There are some sections of this

**[Traduction]**

**Le sénateur Adams:** N'y a-t-il plus de PEEE?

**M. Anderson:** Sénateur, faites-vous allusion à l'examen de l'évaluation environnementale?

**Le sénateur Adams:** Oui.

**M. Anderson:** Ce programme existe toujours, lui aussi.

**Le sénateur Adams:** Vous avez dit que vous alliez bientôt examiner certaines des dispositions à caractère environnemental et la façon dont elles sont administrées conjointement par les sociétés et le gouvernement.

**M. Anderson:** Vous songez, sénateur, au Fonds renouvelable de l'environnement. Cette disposition qui existait dans l'ancienne loi a à peine été modifiée dans le projet de loi. Elle existe donc toujours.

**Le sénateur Adams:** J'ai rencontré des gens qui ont des rapports avec des sociétés installées dans le Nord et également, au cours des deux dernières années, certains d'entre eux ont comparu devant le comité. L'année dernière, la commission d'étude des questions environnementales disposait de plus de 30 millions de dollars pour les terres du Canada. Je tiens à souligner que certaines sociétés engagent leurs propres spécialistes de l'environnement pour leurs activités dans le Nord.

**M. Anderson:** Oui. Le maximum théorique était de 30 millions de dollars mais, en fait, les dépenses ne se sont élevées qu'à près de 10 ou 11 millions de dollars et elles devraient être encore moindres cette année parce qu'il y a moins d'activité.

**Le sénateur Adams:** Vous avez parlé de réviser les contrats de concessions pétrolières. Je sais que bien des pétrolières louent des concessions dans le Nord. Si ce projet de loi est adopté, ces sociétés perdront-elles automatiquement leur droit aux concessions sur lesquelles elles ont des installations, où elles poursuivent des activités de forage et où elles escomptent réaliser d'autres travaux de prospection dans l'avenir?

**M. Anderson:** Me demandez-vous si elles perdront leurs concessions?

**Le sénateur Adams:** Oui.

**M. Anderson:** Non. J'aurais dû vous dire, dans ma déclaration préliminaire, qu'en vertu de cette nouvelle loi, tous les titres existants aux termes de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada seraient maintenus. Autrement dit, ce projet de loi ne porte nullement atteinte aux droits existants, sauf qu'il assujettit ces titres à certaines nouvelles conditions. Mais ceux-ci ne tombent nullement en désuétude. De fait, les pétrolières sont généralement satisfaites du traitement qui sera réservé à leurs titres.

**Le sénateur Adams:** Vous avez dit que la ministre annonçait de nouvelles mesures pour stimuler les activités qui ont cours actuellement sur les terres domaniales. Je songe en particulier aux régions situées dans l'extrême Arctique et dans la Mer de Beaufort. Doit-on en conclure que la ministre a l'intention d'investir davantage dans des sociétés comme Petro-Canada et Dome et, le cas échéant, que les autres pétrolières seront rétribuées pour les activités qu'elles poursuivent dans la mer de Beaufort et dans l'extrême Arctique?

**M. Anderson:** C'est ce que je disais en réponse à la question du sénateur Lucier. Certaines dispositions de ce projet de loi

*[Text]*

bill which are relevant to the incentives to drill, namely the royalty regime. We hope that it is an attractive royalty regime for companies when they are thinking in terms of what their eventual payout will be.

There was also an exploration tax credit introduced with the phase-out of PIP. However, the phase-out of PIP and the exploration tax credit are beyond the ambit of this bill, and unless your chairman directs me otherwise, I am a little nervous about getting into that.

**Senator Adams:** You mentioned that a couple of the companies own their shares to the extent of 50 per cent and if they want to keep control of their company they must own 51 per cent. Are you referring only to Petro-Canada now, or are you referring to the rest of the companies as well?

**Mr. Anderson:** The policy of the government is that it would like to see 50 per cent ownership of production in the Canada Lands. That is achieved by imposing, in these core provisions, 50 per cent Canadian ownership requirements on individual production licences. It does not really have to do with which company controls it. However, it is conceivable that, in some cases, a non-Canadian company would have control but that 50 per cent would be held by Canadians. On the other hand, you might find that in most cases—the control of 50 per cent was with Canadians. In other words, the control of the interest would be in Canadian hands.

Typically, when you are looking at production projects, "control" does not mean control in the way it is referred to in a corporation. For example, the Hibernia project, which is one we are discussing right now with the companies, is very much a partnership and control is not so much the issue because you must bring all of the partners along if you want to make a deal. The issue we have been focusing on is share of ownership rather than control.

**Mr. Carruthers:** There is also the question of share of wealth to the extent that if each project comes on, the 50 per cent of production requirement set out in this bill basically ensures that 50 per cent of any of the profits will be going, via the partners, through to Canadians. That is really the thrust of the Canadian ownership requirements.

**The Chairman:** Senator Doody, it has been drawn to my attention that Bill C-94 is complementary to Bill C-92. I think it would be in the interests of the committee, the Senate and the government if we had Bill C-94 referred to us also for pre-study so that we could co-ordinate our efforts on both bills.

**Senator Doody:** I think there would be great merit in that, Mr. Chairman. I notice that the material that I have here pretty well links both bills together. I also noticed, in the introduction of the deputy, that he mentioned the Newfoundland

*[Traduction]*

seront de véritables stimulants pour les activités de forage; je veux parler du régime des redevances. Espérons que les pétrolières le trouveront intéressant, compte tenu de ce qu'il leur coûtera éventuellement.

On avait également insinué un crédit d'impôt à la prospection pour compenser l'abolition progressive du PESP. Mais ces deux mesures dépassent le cadre de la discussion de ce projet de loi, et à moins que votre président ne m'ordonne de le faire, j'hésite un peu à m'avancer sur ce terrain.

**Le sénateur Adams:** Vous avez dit que quelques sociétés étaient propriétaire de 50 p. 100 de leurs avoirs propres et que si elles voulaient maintenir le contrôle sur leur administration, elles devaient en posséder 51 p. 100. Faisiez-vous alors référence uniquement à Petro-Canada, telle qu'elle est actuellement, ou parliez-vous des autres sociétés pétrolières?

**M. Anderson:** Le gouvernement a pour politique d'exiger que la prospection sur les terres domaniales ne soit faite que par des sociétés dont 50 p. 100 des actions appartiennent à des Canadiens. Pour y arriver, il stipule qu'une licence de production ne peut être octroyée qu'à un titulaire dont le taux de participation canadienne est de 50 p. 100. Cela n'a rien à voir avec les intérêts qui contrôlent la société. Cependant, il pourrait arriver que dans certains cas, le contrôle soit exercé par une société étrangère, mais que 50 p. 100 des actions appartiennent à des Canadiens. Par ailleurs, on pourrait constater dans la plupart des cas, que la moitié des avoirs appartiennent à des Canadiens et que le contrôle est effectivement exercé par eux. En d'autres termes, et le contrôle et les intérêts majoritaires seraient canadiens.

Il est intéressant de constater que dans le cas des projet de production, le mot «contrôle» n'a pas tout à fait le même sens que celui qu'on lui donne habituellement dans le cas de l'administration des sociétés. Ainsi, dans le cas du projet Hibernia, qui fait actuellement l'objet de discussions avec les sociétés intéressées, il s'agit davantage de partenaires que d'actionnaires. La question du contrôle ne pose pas tellement de problèmes, car il s'agit plutôt d'amener tous les partenaires à négocier et à arriver à une entente. C'est bien plus la question de départager les intérêts respectifs qui nous préoccupe que celle du contrôle.

**M. Carruthers:** Nous nous préoccupons également de la question du partage des revenus. Ainsi, si un projet réussit, le taux de 50 p. 100 de participation canadienne exigé, dans ce projet de loi nous garantit, d'une certaine façon, que 50 p. 100 de tous les profits iront, par l'intermédiaire des partenaires, aux Canadiens. C'est vraiment dans cet esprit que les dispositions sur le taux de participation canadienne ont été libellées.

**Le président:** Sénateur Doody, on me fait remarquer que le projet de loi C-94 est complémentaire au projet de loi C-92. Je crois qu'il serait dans l'intérêt du Comité, du Sénat et du gouvernement qu'on nous renvoie également pour étude le projet de loi C-94 pour que nous puissions coordonner nos efforts sur ces deux projets de loi.

**Le sénateur Doody:** Je crois que cela aurait beaucoup de sens, monsieur le président. Je remarque que les documents que j'ai devant moi font très bien le lien entre ces deux projets de loi. Je note également que dans son introduction, le sous-

*[Text]*

and Canada agreement. I would point out however, that he did not pronounce Newfoundland like Newfoundland. I resisted the temptation to pronounce Canada in a certain way, which is my usual response. You will probably have gathered by now that I am a native of the rock.

However, I agree with you completely, Mr. Chairman. I think we should get a reference for Bill C-94, and perhaps work both of them together.

Perhaps we could arrange a meeting with the minister to deal with both bills at the same time. I, for one, will try to facilitate that.

**The Chairman:** Then we will try to reschedule the appearance of the minister before the committee for next week.

**Senator Doody:** That would be suitable, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Are there any further questions?

**Senator Doody:** I have no questions to ask at this time because I think most of my questions would be repetitious in that I would have to ask them of the minister next week if she appears before the committee.

**The Chairman:** On behalf of the members of the committee, I thank Mr. Anderson and the other officials from the department for their appearance before the committee this evening. I think that what has taken place this evening illustrates the importance of having a minister appear before a committee when a committee commences the study of legislation. We will try to reschedule the minister's appearance for next week and also have Bill C-94 referred to the committee.

**Mr. Anderson:** We are at your disposal, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you, gentlemen.  
The committee adjourned.

*[Traduction]*

administrateur a mentionné l'accord entre Terre-Neuve et le Canada. Je lui signale toutefois qu'il ne prononce pas le mot «Newfoundland» comme un Terre-Neuvien. Encore un peu et je succombais à la tentation de prononcer le mot «Canada» d'une certaine façon comme je le fais habituellement. A en juger par mes propos, vous en conclurez sûrement que je viens de Terre-Neuve.

Mais je suis entièrement d'accord avec vous, monsieur le président. Je crois que nous devrions obtenir le mandat d'étudier le projet de loi C-94 et peut-être de combiner l'étude des deux projets de loi.

Nous pourrions peut-être convenir avec la ministre de traiter des deux projets de loi en même temps. J'essaierai, pour ma part, de faciliter ce genre d'arrangement.

**Le président:** Il nous faudrait donc remettre à la semaine prochaine la date où la ministre comparaitra devant le Comité.

**Le sénateur Doody:** Ce serait bien, monsieur le président.

**Le président:** Y a-t-il d'autres questions?

**Le sénateur Doody:** Je n'en ai pas d'autres, à ce moment-ci, car je risquerais de répéter ce qui a déjà été dit. Je poserai mes questions à la ministre la semaine prochaine lorsqu'elle comparaitra devant le Comité.

**Le président:** Au nom des membres du Comité, je remercie M. Anderson et les autres fonctionnaires du ministère qui sont venus témoigner devant le Comité ce soir. Nos discussions de ce soir illustrent combien il est important de faire comparaître un ministre au tout début de l'étude d'un projet de loi. Nous essaierons d'inviter la ministre pour la semaine prochaine et d'obtenir le mandat d'étudier le projet de loi C-94.

**M. Anderson:** Nous sommes à votre disposition, monsieur le président.

**Le président:** Merci beaucoup, messieurs.  
La séance est levée.























*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

---

## WITNESSES—TÉMOINS

### *From the Department of Energy, Mines and Resources:*

Mr. George R. M. Anderson, Assistant Deputy Minister,  
Energy Policy, Programs and Conservation Sector;

Mr. Jeffrey Carruthers, Deputy Administrator, Canada Oil  
and Gas Lands Administration;

Ms. Tamara Parschin-Rybkin, Legal Counsel, Canada Oil  
and Gas Lands Administration;

Mr. Raymond Quesnel, Legal Consultant.

### *Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:*

M. George R. M. Anderson, sous-ministre adjoint, Secteur  
de la politique, des programmes et des économies d'éner-  
gie;

M. Jeffrey Carruthers, sous-administrateur, Administration  
du pétrole et du gaz des terres du Canada;

M<sup>e</sup> Tamara Parschin-Rybkin, conseiller juridique, Adminis-  
tration du pétrole et du gaz des terres du Canada;

M<sup>e</sup> Raymond Quesnel, consultant juridique.



First Session  
Thirty-third Parliament, 1984-85-86

## SENATE OF CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

---

Thursday, June 12, 1986

**Issue No. 30**

**Second Proceedings on:**

Subject-matter of Bill C-92,  
"Canada Petroleum Resources Act"

and

**First Proceedings on:**

Subject-matter of Bill C-94,  
"Canada-Newfoundland Atlantic Accord  
Implementation Act"

---

WITNESSES:

(See back cover)

Première session de la  
trente-troisième législature, 1984-1985-1986

## SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du Comité  
senatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

---

Le jeudi 12 juin 1986

**Fascicule n° 30**

**Deuxième fascicule concernant:**

Teneur du Projet de loi C-92,  
«Loi fédérale sur les hydrocarbures»

et

**Premier fascicule concernant:**

Teneur du Projet de loi C-94,  
«Loi de mise en œuvre de l'Accord  
atlantique Canada-Terre-Neuve»

---

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



THE STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*

The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen, P.C. (or Frith)
Hastings	Olson, P.C.
Hays	*Roblin, P.C. (or Doody)

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

LE COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings

*Vice-président:* L'honorable R. James Balfour

Les honorables sénateurs:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen, c.p. (ou Frith)
Hastings	Olson, c.p.
Hays	*Roblin, c.p. (ou Doody)

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)

## ORDERS OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Tuesday, May 27, 1986:

"With leave of the Senate,  
The Honourable Senator Doody moved, seconded by  
the Honourable Senator Macdonald (*Cape Breton*):

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to examine the subject-  
matter of the Bill C-92, intituled: "An Act to regulate  
interests in petroleum in relation to frontier lands, to  
amend the Oil and Gas Production and Conservation Act  
and to repeal the Canada Oil and Gas Act", in advance of  
the said Bill coming before the Senate or any matter  
relating thereto.

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Thursday, June 5, 1986:

"With leave of the Senate,  
The Honourable Senator Doody moved, seconded by  
the Honourable Senator Phillips:

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to examine the subject-  
matter of the Bill C-94, intituled: "An Act to implement  
an agreement between the Government of Canada and the  
Government of Newfoundland and Labrador on offshore  
petroleum resource management and revenue sharing and  
to make related and consequential amendments", in  
advance of the said Bill coming before the Senate or any  
matter relating thereto.

After debate, and—  
The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

## ORDRES DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mardi 27 mai 1986:

«Avec la permission du Sénat,  
L'honorable sénateur Doody propose, appuyé par  
l'honorable sénateur Macdonald (*Cap-Breton*),

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à étudier la teneur du  
Projet de loi C-92, intitulé: «Loi visant la réglementation  
des titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales,  
modifiant la Loi sur la production du pétrole et du gaz et  
abrogeant la loi sur le pétrole et le gaz du Canada», avant  
que ce projet de loi soit soumis au Sénat ou toute question  
s'y rattachant.

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du jeudi 5 juin 1986:

«Avec la permission du Sénat,  
L'honorable sénateur Doody propose, appuyé par  
l'honorable sénateur Phillips,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à étudier la teneur du  
Projet de loi C-94, intitulé: «Loi concernant la mise en  
œuvre de l'accord entre les gouvernements du Canada et  
de Terre-Neuve et du Labrador sur la gestion des ressource  
en hydrocarbures extracôtiers et sur le partage des  
recettes correspondantes et apportant des modifications  
corrélatives ou connexes», avant que ce projet de loi soit  
soumis au Sénat ou toute question s'y rattachant.

Après débat,  
La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, JUNE 12, 1986  
(66)

## [Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 3:00 p.m. this day, the Honourable Senator Daniel Hays presiding pursuant to Committee Resolution dated December 13, 1984.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Barootes, Doody, Hays and Kenny. (5)

*In attendance:* The Official Reporters of the Senate.

## Witnesses:

*From the Canadian Petroleum Association:*

Mr. D. G. Stoneman, Chairman; Senior Vice-President, Business Development, Shell Canada Limited;

Mr. Hans Maciej, Technical Director.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated May 27, 1986, resumed consideration of the subject-matter of the Bill C-92, intituled: "An Act to regulate interests in petroleum in relation to frontier lands, to amend the Oil and Gas Production and Conservation Act and to repeal the Canada Oil and Gas Act" and in compliance with the Order of Reference dated June 5, 1986, proceeded to consider the subject-matter of the Bill C-94, intituled: "An Act to implement an agreement between the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador on offshore petroleum resource management and revenue sharing and to make related and consequential amendments".

The witnesses made a statement and answered questions.

At 4:09 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

## ATTEST:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 12 JUIN 1986  
(66)

## [Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 15 heures sous la présidence de l'honorable sénateur Daniel Hays, (président) conformément à la résolution du Comité du 13 décembre 1984.

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Barootes, Doody, Hays et Kenny. (5)

*Également présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

## Témoins:

*De l'Association pétrolière du Canada:*

M. D. G. Stoneman, président; premier vice-président, Développement des affaires, Shell Canada Limitée;

M. Hans Maciej, directeur technique.

Conformément à son ordre de renvoi du 27 mai 1986, le Comité poursuit l'étude de la teneur du projet de loi C-92, intitulé: «Loi visant la réglementation des titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales, modifiant la Loi sur la production du pétrole et du gaz et abrogeant la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada» et, conformément à l'ordre de renvoi du 5 juin 1986, il poursuit l'étude de la teneur du projet de loi C-94, intitulé: «Loi concernant la mise en valeur de l'accord entre les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve et du Labrador sur la gestion des ressources en hydrocarbures extracôtiers et sur le partage des recettes correspondantes et apportant des modifications corrélatives ou connexes».

Les témoins font une déclaration et répondent aux questions.

A 16 h 09, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

## ATTESTÉ:



## EVIDENCE

Ottawa, Thursday, June 12, 1986

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 3 p.m., to examine the subject matter of Bill C-92, the Canada Petroleum Resources Act, and the subject matter of Bill C-94, the Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act.

**Senator Dan Hays** (*Acting Chairman*) in the Chair.

**The Acting Chairman:** Honourable senators, witnesses today are from the Canadian Petroleum Association, headed by Mr. D. G. Stoneman, Chairman and Senior Vice-President of Business Development, Shell Canada Limited. I would like to welcome them and I would invite Mr. Stoneman to give his presentation.

**Mr. D. G. Stoneman, Chairman, Canadian Petroleum Association:** Thank you. Ladies and gentlemen, as your chairman has said, I am currently the Chairman of the Canadian Petroleum Association. My colleague is Mr. Hans Maciej, Technical Director of the Canadian Petroleum Association.

We appreciate this opportunity to appear before your committee today in order to provide our views on these two important bills. We have a statement to present to you, and perhaps I could read that, Mr. Chairman.

**The Acting Chairman:** Yes, please proceed.

**Mr. Stoneman:** Then, thereafter, we would be delighted to provide whatever responses are appreciated.

The Canadian Petroleum Association welcomes the important steps taken by the government through Bills C-92 and C-94 to encourage the orderly exploration and development of frontier oil and gas reserves. On behalf of our association, I would like to express appreciation for the consultative process the government followed in developing this legislation. We believe the government's new energy policies, and those particularly applicable to frontier lands as reflected in Bill C-92 and Bill C-94, provide a long-term legislative framework for the realization of oil and gas supplies from these regions.

We are confident that the frontier lands will become an important supply source in the future. We must, however, recognize that the sharp decline in oil and gas prices has seriously undermined the economics of frontier mega-project production. This new situation will pose a considerable challenge to both government and the petroleum industry and will require continuing close consultation in order to bring about a realization of the supply potential at an early time.

With regard to Bill C-92, we want to acknowledge specifically the positive policy changes which have been incorporated:

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le jeudi 12 juin 1986

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit à 3 heures p.m. pour étudier le projet de loi C-92 modifiant la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et le projet de loi C-94 modifiant la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve*.

**Le sénateur Dan Hays** (*président suppléant*).

**Le président suppléant:** Messieurs les sénateurs, les témoins que nous entendrons aujourd'hui font partie de l'Association pétrolière du Canada (APC). Il s'agit du président de l'APC, M. D. G. Stoneman, et du vice-président principal du Développement des affaires de Shell Canada Limitée. J'aimerais leur souhaiter la bienvenue et inviter M. Stoneman à nous faire sa présentation.

**M. D. G. Stoneman, président, Association pétrolière du Canada:** Merci. Mesdames et Messieurs, comme votre président vient de vous le dire, je préside actuellement l'Association pétrolière du Canada. Mon collègue ici présent est M. Hans Maciej, qui cumule les fonctions de directeur technique à l'Association.

Nous apprécions cette occasion qui nous est donnée aujourd'hui de vous présenter notre point de vue concernant ces deux importants projets de loi. Nous avons un mémoire à vous présenter; peut-être puis-je en faire la lecture, M. le Président.

**Le président suppléant:** Oui, allez-y.

**M. Stoneman:** Ensuite, il nous fera plaisir de répondre à vos questions.

L'Association pétrolière du Canada se réjouit des étapes importantes franchies par le gouvernement par la présentation des projets de loi C-92 et C-94, tous deux destinés à favoriser la prospection et la mise en valeur ordonnées des réserves pétrolières et gazières des terres domaniales. Au nom de l'Association, j'aimerais souligner que nous avons beaucoup apprécié les consultations menées par le gouvernement dans le cadre de l'élaboration de la présente législation. Nous croyons que les nouvelles politiques énergétiques du gouvernement, et plus particulièrement celles qui touchent les terres domaniales, comme c'est le cas des projets de loi C-92 et C-94, constitueront à long terme un cadre législatif propice à la réalisation des approvisionnements en hydrocarbures provenant de ces régions.

Nous avons espoir que les terres domaniales deviennent une importante source d'approvisionnement. Il nous faut cependant reconnaître que la baisse abrupte du prix du pétrole et du gaz a eu des conséquences néfastes sur les aspects économiques de la production sur les terres domaniales. Cette nouvelle situation créera un défi considérable aussi bien pour le gouvernement que pour l'industrie pétrolière, qui devront travailler en étroite collaboration s'ils veulent parvenir à assurer l'approvisionnement à plus ou moins court terme.

Nous aimerions souligner de façon particulière les améliorations contenues dans le projet de loi C-92: premièrement, les

*[Text]*

Firstly, exploration rights will be awarded on a competitive basis using a single-bidding criterion; secondly, the retroactive and confiscatory crown share, known as the 25 per cent back-in, will be abolished; thirdly, although the 50 per cent Canadian ownership requirement will continue, it will not be retroactive or confiscatory and will be met through private sector solutions; fourthly, the arbitrary powers of government relating to drilling and production orders will be diminished.

With regard to Bill C-92 specifics, these positive features notwithstanding, we would like to make certain recommendations for your consideration to make Bill C-92 even more effective. The concerns we have are minor, compared to what will be accomplished by this new legislation.

In the category of lands disposition, under section 14 and regarding the calling of bids and issuance of rights, the bill should clearly indicate that all companies will be treated equally and that the sole criterion that the minister will apply in assessing bids will be quantifiable. That is to say, the criteria will be transparent and not subject to interpretation. As drafted, we are concerned that section 14 still enables non-quantifiable bids to be called. The legislation should be unequivocal on this point. It is essential that bidders have confidence that they will compete for rights on equitable terms.

Under section 26(3), "Exploration licences", and I quote:

... in respect of which negotiations have been completed before December 20, 1985 may be negotiated ...

In our opinion, if an explorer has fulfilled the conditions of the licence, then the licence to explore should be extended without further negotiation. A system of escalating annual rental payments, which could be satisfied by work programs, would provide the necessary discipline to continue prudent exploration.

Section 31(1) states that if a significant discovery area is decreased:

... any significant discovery licence that was issued on the basis of the declaration shall be amended by decreasing accordingly the frontier lands subject to that licence.

We are concerned that these provisions may impact on SDLs acquired via bids from crown reserve lands according to section 30(2). It is likely that such SDLs will be sold for cash bonus and the successful bidder might lose the acquired SDL if the significant discovery area is decreased according to section 31(1). We do not believe that this is the intent of the legislation and would recommend specific clarification.

With regard to the frontier royalty regime, the APC has endorsed the royalty policy changes announced by the minister in the October 30, 1985 policy document entitled: "Canada's Energy Frontiers." The document states that a high level of investment can best be achieved by enhancing the rewards for success, rather by subsidizing effort. We agree with this policy.

*[Traduction]*

droits de prospection seront conférés à un seul soumissionnaire par suite d'un processus d'appel d'offres; deuxièmement, la fraction de 25 p. 100 appartenant à la Couronne sera abolie; troisièmement, bien que le taux de participation canadienne de 50 pour cent soit maintenu, il ne sera ni rétroactif ni punitif et on aura recours pour l'atteindre à des solutions du secteur privé; quatrièmement, les pouvoirs arbitraires du gouvernement en matière d'arrêtés, de forages et de production seront réduits.

En ce qui a trait aux points particuliers du projet de loi C-92, mis à part les points positifs susmentionnés, nous aimerions vous présenter certaines recommandations qui, à notre avis, le rendraient encore plus efficace. Nos préoccupations sont mineures par rapport à ce que la nouvelle législation permettra d'accomplir.

Concernant la disposition des terres (article 14) et les appels d'offres et les titres, le projet de loi devrait mentionner clairement que toutes les compagnies seront traitées sur le même pied et que le seul critère adopté par le Ministre dans le cadre de l'évaluation des offres sera quantifiable. En d'autres mots, que les critères seront translucides et ne prêteront à aucune mauvaise interprétation. Tel qu'il est formulé, l'article 14 permet à notre avis le lancement d'appels d'offres non quantifiables. La législation ne devrait contenir aucune équivoque à ce niveau. Il est essentiel que les soumissionnaires sachent que le processus se déroule dans l'équité.

Au paragraphe 26(3), «Permis de prospection», je cite:

... le permis de prospection octroyé ou complètement négocié avant le 20 décembre 1985 peut être renégocié ...

A notre avis, un prospecteur ayant répondu une première fois aux conditions nécessaires à l'obtention d'un permis devrait en obtenir la prolongation sans autre négociation. La mise en place d'un système de hausses progressives des taux de location annuelle, qui pourrait être alimenté par les programmes de travail, permettrait d'assurer la discipline nécessaire au maintien d'une prospection prudente.

Le paragraphe 31(1) précise qu'en cas de réduction du périmètre de découverte importante:

... l'attestation de découverte importante est modifiée par réduction à l'avenant des terres domaniales en cause.

Nous craignons que ces dispositions ne se répercutent sur les périmètres de découverte importante obtenus par suite d'un appel d'offres touchant les réserves de l'État, conformément au paragraphe 30(2). On peut supposer que ces périmètres de découverte importante seront vendus pour des primes en argent comptant et que le soumissionnaire choisi perdra les périmètres qu'il a acquis si leur superficie est réduite conformément au paragraphe 31(1). Nous ne croyons pas que soit là le dessein de la législation, et nous recommandons que ce point soit clarifié.

Passons maintenant au régime de redevances touchant les terres domaniales. L'APC a endossé les changements au niveau de la politique sur les redevances annoncés par le Ministre le 30 octobre 1985 dans un document de politique intitulé: «Frontières énergétiques canadiennes.» Le document précise que la récompense du succès permet d'attirer davan-



*[Text]*

The specific royalty terms, to be contained in the regulations, must recognize the high risk and long lead time for development of frontier resources.

For the investor, stability is an essential element of royalty and fiscal policy. The long lead times between the beginning of exploration and the recovery of investments from production exposes the developer to not only geological, technical and price risks, but also to the possibility that the tax and royalty terms will be altered after large financial commitments have been made. We therefore believe that it would be appropriate that all fiscal terms, other than taxes of a general application, such as income tax, be included as a contractual arrangement in the exploration licence. Additionally, while the policy document dealt only with royalties—which are but one component of the frontier fiscal regime—we would note that frontier developments may require other specific fiscal arrangements to make them economically viable.

With respect to Environmental Studies Revolving Funds, we welcome the government amendments to clause 75 removing the revolving nature of the funds, but concerns remain. We question the need for the establishment of two large funds, although we accept the need for environmental studies and are prepared to pay their costs. The challenge for industry and government is to ensure that the studies conducted under the auspices of the Environmental Studies Research Fund are relevant and responsive to current circumstances.

We believe that considerable efficiencies, both for government and industry, can be obtained by: Firstly, establishing a single fund, not two; secondly, by administering the fund under one government department or agency; thirdly, by ensuring that the members of the management board nominated by interest owners exercise 50 per cent of the voting rights on the board.

In conclusion, we in the Canadian Petroleum Association believe that the timely and orderly development of frontier oil and gas supplies is in the national interest and vital to Canada's economic future and the security of oil and gas supplies. The Canada Petroleum Resources Bill, in our opinion, provides an appropriate legislative framework for the realization of these vital resources. Yet, we must be realistic and recognize the troublesome reality that the current economic and financial conditions in the oil and gas industry may frustrate any near-term economic opportunities for development in the frontier regions.

That concludes our submission. Mr. Maciej and I are prepared to answer to any questions you may have.

**The Acting Chairman:** The first questioner is Senator Kenny.

*[Traduction]*

tage d'investisseurs que les subventions. Nous sommes d'accord avec cette politique. Les dispositions des règlements touchant les redevances doivent tenir compte du niveau élevé de risque et du temps qu'exige la mise en valeur des ressources des terres domaniales.

Pour l'investisseur, la stabilité est un élément essentiel de la politique touchant les redevances et les questions fiscales. Les longues périodes qui s'écoulent entre le début de la prospection et le recouvrement des investissements font craindre aux producteurs non seulement les risques géologiques, techniques et monétaires, mais également la modification, par suite d'importants engagements financiers, des dispositions concernant les impôts et redevances. Nous croyons donc qu'il y aurait lieu que toutes les dispositions de nature fiscales autre que les impôts et taxes d'application générale, comme l'impôt sur le revenu, soient intégrées à un accord contractuel contenu dans le permis de prospection. En outre, bien que le document de politique ne traite que des redevances—qui ne constituent que l'un des éléments du régime fiscal touchant les terres domaniales—nous sommes d'avis qu'il faudrait prévoir d'autres dispositions précises en vue d'assurer la viabilité économique de la mise en valeur des terres domaniales.

En ce qui a trait aux fonds renouvelables pour l'étude de l'environnement, nous nous réjouissons des modifications apportées par le gouvernement à la clause 75, où l'on a retiré la nature renouvelable du fonds; nous nourissons cependant encore certaines inquiétudes à ce sujet. Nous nous demandons s'il est nécessaire de constituer deux fonds importants; nous convenons cependant de la nécessité de mener des études de l'environnement et sommes disposés à en payer le coût. Le défi que doivent relever l'industrie et le gouvernement consiste à faire en sorte que les études réalisées grâce aux fonds de recherche pour l'étude de l'environnement soient pertinentes et répondent aux besoins du moment.

Nous estimons que le gouvernement et l'industrie pourraient atteindre un niveau d'efficacité considérable: premièrement, en ne créant qu'un seul fonds; deuxièmement, en chargeant un seul ministère ou organisme gouvernemental de le gérer; troisièmement, en s'assurant que les membres du conseil de gestion nommés par les titulaires de titres exercent 50 pour cent des droits de vote au sein du conseil.

En conclusion, l'Association pétrolière du Canada estime que la mise en valeur ordonnée et opportune des hydrocarbures des terres domaniales va dans l'intérêt national et est essentielle à l'avenir économique du Canada et à la sécurité des approvisionnements en pétrole et en gaz. Le projet de loi C-92 sur les hydrocarbures constitue à notre avis une structure législative appropriée pour l'aménagement de ces ressources vitales. Il nous faut cependant demeurer réalistes et reconnaître la troublante réalité, c'est-à-dire les conditions économiques et financières que connaît actuellement l'industrie pétrolière et gazifère et qui risquent de restreindre toute possibilité économique à court terme de mise en valeur des régions domaniales.

Ainsi se termine notre présentation. M. Maciej et moi sommes disposés à répondre à vos questions.

**Le président suppléant:** Sénateur Kenny.



[Text]

**Senator Kenny:** On page 2 of your presentation, under section 14, you refer to wanting quantifiable criteria and you make reference to the criteria being transparent and not subject to interpretation. Can you elaborate on that? What are your concerns and how would you like this section to read to meet your concerns?

**Mr. Stoneman:** Our point, Senator Kenny, is that we believe some guidelines and criteria should be established which will be the basis on which bids will be received, be it work programs, the number of wells or whatever. They should be identifiable so that people all bid on the same basis and the decision or the award of the bid will be on that basis.

Rather than there being a process by which there would be a long list of initial bids, a short list of successful bidders on the first round and then some other form of bidding or negotiations towards the successful award of the bid, we think it is much better that there be a transparent, that is, written-down, set of guidelines which people will bid against.

**Senator Kenny:** Am I correct that you would not object to a two-step process which would work things down to a short list where more details were required from the top two or three bids as long as that it was spelled out in advance that it was going to be a two-step process? I had the impression that you were referring to something else.

**Mr. Stoneman:** Our view is that the bidding process can be clear enough so that the quantifiable numbers are part of the bid. If it is necessary to have some clarification of what people have bid against that guideline, of course, that could be the case, but if the intent were to adjust the bids or interpret the quantifiable items, we do not think that would be the proper basis on which to receive bids and allocate prospects.

**Senator Kenny:** I am not sure if we are communicating well or if it is just an issue that you do not choose to pursue further, but are you addressing something that has happened in the past or is there something that is troubling the association that has caused this proposal to come forward? What prompted you to think of this and to include it as part of your submission?

**Mr. Hans Maciej, Technical Director, Canadian Petroleum Association:** In 99.9 per cent of the cases the language is there to satisfy all the requirements. There is a slight weasel clause which still could be used to go a different route. All we are saying is that the language should be unequivocal and it should only be the quantifiable transparent criteria that will be used. That is all we are saying. Basically, the language is fine.

**Senator Kenny:** I am not sure what you are referring to in terms of the "weasel clause." From your consultation with

[Traduction]

**Le sénateur Kenny:** À la page 2 de votre présentation, au paragraphe qui traite de l'article 14, vous dites souhaiter que des critères quantifiables soient établis et vous précisez que ces critères devront être translucides et ne pas prêter à une mauvaise interprétation. Pouvez-vous préciser? Que craignez-vous et comment souhaiteriez-vous que l'article soit libellé?

**M. Stoneman:** En fait, sénateur Kenny, nous croyons que certaines lignes directrices et certains critères devraient être établis à titre de fondement pour l'évaluation des offres reçues; ces critères pourraient toucher les programmes de travail, le nombre de puits, etc.. Ils devraient être identifiables, de manière à ce que toutes les soumissions reposent sur le même fondement et à ce que la décision relative à l'adjudication du marché en soit fonction.

Plutôt que d'adopter un processus qui amènerait la présentation d'une longue liste de soumissions initiales, il vaudrait mieux s'en tenir dans un premier temps à une courte liste de soumissionnaires et ensuite, au moyen d'une autre forme d'appel d'offres ou de négociations, déterminer le soumissionnaire choisi. Nous croyons qu'il est de beaucoup préférable d'établir par écrit certaines lignes directrices qui soient connues des soumissionnaires.

**Le sénateur Kenny:** Si je comprends bien, vous ne vous objectez pas à ce que l'on ait recours à un processus en deux étapes pour en arriver à obtenir une courte liste de soumissionnaires et à ce que l'on demande ensuite davantage de précisions aux deux ou trois meilleurs, du moment qu'il est établi à l'avance que l'on aura recours à un tel processus? J'avais l'impression que vous parliez d'autre chose.

**M. Stoneman:** Nous croyons que le processus d'appels d'offres peut être suffisamment clair pour que des données quantifiables fassent partie de la soumission. Il est nécessaire d'obtenir des précisions sur les offres présentées par les soumissionnaires en vertu de ces lignes directrices. Bien entendu, cela pourrait être le cas, mais si l'on souhaitait ajuster les offres ou interpréter les points quantifiables, nous ne croyons pas que cela constituerait un fondement adéquat pour la réception des offres et l'adjudication des marchés.

**Le sénateur Kenny:** Je ne suis pas certain que nous nous comprenions bien. Peut-être s'agit-il d'une question sur laquelle vous préférez ne pas vous étendre. Mais parlez-vous de quelque chose qui est déjà arrivé ou encore y a-t-il quelque chose de particulier qui ait poussé votre Association à mettre de l'avant cette proposition? Qu'est-ce qui vous a amené à songer à cela et à l'inclure dans votre présentation?

**M. Hans Maciej, directeur technique, Association pétrolière du Canada:** Dans 99,9 pour cent des cas, la langue peut suffire à répondre à tous les besoins. Le projet de loi contient une petite clause «rusée» qui pourrait encore permettre d'emprunter une voie différente. Tout ce que nous disons, c'est que le libellé du projet de loi ne doit pas être équivoque et que seuls des critères translucides et quantifiables devraient être utilisés. C'est tout ce que nous disons. En général, le libellé est correct.

**Le sénateur Kenny:** Je ne suis pas certain de bien comprendre votre expression «clause rusée». D'après ce qui est ressorti

[Text]

officials, do you have any reason to believe that this clause is there for a purpose or is it just that the drafting is less than you would like to see?

**Mr. Maciej:** We would like to see it unequivocal so that there is simply no opportunity to award rights outside the single-bidding-criteria tender process.

**Senator Kenny:** Has the association had much experience with the government where that has happened?

**Mr. Stoneman:** The association's members have had considerable experience in bidding on parcels. There have been tenders for bids that had an element of nonquantifiable items in them. I am thinking of the early 1980s where the parcels were all off the east coast. That provided bidders opportunities to submit work programs which left the decision and quantifying of those bids subject to interpretation, further discussion and, perhaps, negotiation.

We do not think that is the best or proper way. We think people can submit, and, if it is a work program or whatever that is identifiable, then that is the basis on which the bid should be awarded. That then provides the equitable terms on which people can enter into these arrangements.

**Senator Kenny:** My second question relates to royalties. What were the considerations that affected the association's thinking vis-à-vis having the royalties in regulations or in legislation?

**Mr. Stoneman:** We went through a lot of discussion on this matter. Some might feel it would be desirable to have royalty terms in the legislation and then they would only be subject to change by changes in the legislation as opposed to amendments in the regulations. However, that also has some problems attached to it. When you consider the nature of the investments in the frontiers, there may be some need for different terms. I am not suggesting that, but perhaps an element of flexibility is required.

Our point is that once parties come to a decision and receive an exploration licence on the basis of established royalty and fiscal terms, those should be part of the licence. Then government and industry are in a position to move forward on the same basis and they know what the basis is. It is part of the licence and that is the basis on which the further activity would be pursued. That is different from that not being included and subject to change which could influence an ongoing piece of business.

**Senator Kenny:** Perhaps I misunderstood, but my impression was that the initial position of the association on this was that it should be part of the legislation. Now you appear to be comfortable to have it as a contractual arrangement when licences are issued.

[Traduction]

de vos consultations auprès de certains cadres, avez-vous quelque raison de croire que cette clause a été insérée là à des fins particulières, ou est-ce simplement que le projet de loi contient moins d'éléments que vous l'auriez souhaité?

**M. Maciej:** Nous aimerions qu'il n'y ait pas d'équivoque, de façon à ce que l'on ne puisse tout simplement pas accorder des droits en contournant le processus faisant appel à des critères d'adjudication à un seul soumissionnaire.

**Le sénateur Kenny:** Votre association a-t-elle eu connaissance de certains cas où cela s'est produit?

**M. Stoneman:** Les membres de notre association présentent souvent des soumissions relatives à certaines parcelles de terrain. Il est arrivé dans certains cas que les appels d'offres contiennent des points non quantifiables. Je parle entre autres d'un cas survenu au début des années 1980, où les parcelles se trouvaient toutes au large de la côte est. Cela permettait aux soumissionnaires de présenter des programmes de travail laissant la décision et la quantification des offres sujettes à l'interprétation, à d'autres discussions et, peut-être, à la négociation.

Nous ne croyons pas que ce soit la meilleure façon de procéder. Nous estimons que les intéressés peuvent présenter des offres et que, s'il y a un programme de travail ou quelque chose d'identifiable, cela peut constituer un fondement pour l'adjudication du marché. Cela établit donc les termes équitables en vertu desquels ces personnes peuvent conclure les ententes en cause.

**Le sénateur Kenny:** Ma deuxième question porte sur les redevances. J'aimerais savoir ce qui a poussé votre Association à penser à l'intégration des redevances aux règlements ou à la législation?

**M. Stoneman:** Nous avons beaucoup discuté de cette question. Certains pourraient croire qu'il serait souhaitable que la législation traite des redevances et que ces dernières ne soient sujettes à être modifiées qu'au moment d'un amendement de la législation, par opposition à une modification des règlements. Cela pose cependant certains problèmes. Lorsque l'on étudie la nature des investissements sur les terres domaniales, il peut être nécessaire d'employer des termes différents. Bien que je ne le suggère pas, peut-être qu'il y aurait lieu de faire preuve de plus de flexibilité.

Selon nous, une fois que les parties en arrivent à une décision et obtiennent un permis de prospection fondé sur des redevances et des dispositions fiscales établies, celles-ci devraient faire partie du permis. Ainsi, le gouvernement et l'industrie peuvent fonctionner sur la même base connue. Les redevances et les dispositions fiscales font partie intégrante du permis et constituent le fondement de toute activité à venir. Cela diffère de la situation où ces questions ne sont pas incluses au permis et sont sujettes à des modifications susceptibles d'influer sur un aspect déjà en cours de l'affaire.

**Le sénateur Kenny:** Peut-être ai-je mal compris, mais j'avais l'impression que votre association souhaitait que cela fasse partie de la législation. Maintenant, vous semblez préconiser leur inclusion à titre d'accord contractuel au moment de l'octroi des permis.



## [Text]

My question is: Why are you comfortable with that now rather than having it as part of the legislation?

**Mr. Stoneman:** I can only repeat what I said.

**Senator Kenny:** Perhaps my premise is incorrect.

**Mr. Stoneman:** That was a serious and strong consideration that we debated, and we came to the conclusion that this would be an acceptable arrangement. Perhaps Mr. Maciej could elaborate on the process of evolution.

**Mr. Maciej:** We have discussed the proposition of writing the royalty terms right into the act. The government certainly has problems with this, because the conditions may change, prices may change, and all of those things. Also, there are certain advantages, or considerations from an industry's point of view requiring some flexibility, but the government was very adamant that it must be handled through regulation.

What our statement suggests is that, whatever the regulations are at the time the licence is issued, you simply write those terms into the exploration licence, and those terms are then applied to the rights that you have acquired under that licence. Although royalty regulations may subsequently change—and if a different licence is acquired under the changed regulations you would then write those in. However, once you have acquired certain rights and made respective commitments under the proposition that the royalties are going to be "X" per cent—in other words, you have committed all kinds of money—then it would not be fair if, because the regulations had been changed, for whatever reasons, all of a sudden you faced a totally different environment. So, for investor confidence, we would like to see whatever the situation is at the day of issuance become a contractual arrangement in that licence.

**Senator Kenny:** And you could conceivably have different licences with different royalty arrangements?

**Mr. Maciej:** That is correct.

**Mr. Stoneman:** That is right.

**Mr. Maciej:** Everybody would know at the time the call for tenders comes out as to what the conditions would be under which you acquire and bid on it.

**Senator Kenny:** The final point I wanted to ask you about was on page 3, the last line of paragraph 2. Can you elaborate on the other specific fiscal arrangements? What sorts of things are you referring to here?

**Mr. Stoneman:** Senator Kenny, in the environment we find ourselves in now—and by that I mean the current pricing situation and the outlook for pricing, which is much different from a year ago, when people contemplating large investments in the frontier and, particularly, contemplating moving to the development stage were having difficulty with the economics of that the discussions and the considerations that need to be pursued in coming to an acceptable fiscal regime are ones that

## [Traduction]

Ma question est donc la suivante: Pourquoi préconisez-vous cela maintenant plutôt que l'inclusion au sein de la législation?

**M. Stoneman:** Je ne puis que répéter ce que j'ai déjà dit.

**Le sénateur Kenny:** Peut-être que mon hypothèse est incorrecte.

**M. Stoneman:** Il s'agissait d'une question fort sérieuse, et nous en sommes arrivés à la conclusion que cette façon de faire serait acceptable. Peut-être que M. Maciej peut vous en dire davantage sur le cheminement que nous avons parcouru.

**M. Maciej:** Nous avons discuté de la proposition d'inclure à la loi les dispositions touchant les redevances. Cette question pose certes certains problèmes au gouvernement, parce que les conditions peuvent changer, de même que les prix, et ce genre de choses. Par contre, cela présente certains avantages du point de vue de l'industrie, qui exige une certaine flexibilité, mais le gouvernement tenait absolument à ce que la question soit réglée par voie de réglementation.

Ce que nous proposons dans notre énoncé, c'est que, peu importe les règlements en vigueur au moment de l'octroi du permis, l'on mette simplement par écrit ces dispositions et qu'on les inclue au permis de prospection, et que ces dispositions s'appliquent par la suite aux droits que confère le permis. Si les règlements touchant les redevances venaient à changer par la suite, et si un permis différent était octroyé en vertu des règlements modifiés, il suffirait d'inclure les changements au permis délivré. Toutefois, une fois que vous avez acquis certains droits et pris certains engagements à l'effet que les redevances seront de «X» pour cent, en d'autres mots une fois que vous vous êtes engagé, il ne serait pas juste, sous prétexte que les règlements ont pour une raison ou pour une autre changé, de modifier tout à coup du tout au tout les conditions du permis. Donc, pour attirer la confiance des investisseurs, nous aimerions que les conditions en vigueur au moment de la délivrance du permis deviennent une disposition contractuelle.

**Le sénateur Kenny:** Et il pourrait donc y avoir différents permis avec différentes dispositions touchant les redevances?

**M. Maciej:** C'est exact.

**M. Stoneman:** En effet.

**M. Maciej:** Tous connaîtraient au moment de l'appel d'offres les conditions en vigueur au moment de l'adjudication et présenteraient des offres en conséquence.

**Le sénateur Kenny:** Ma dernière question touche la dernière ligne du deuxième paragraphe de la page 3 de votre présentation. Pouvez-vous nous fournir davantage de précisions au sujet des autres dispositions fiscales particulières? À quoi faites-vous allusion?

**M. Stoneman:** Sénateur Kenny, dans les circonstances actuelles—je fais référence à la situation des prix et aux prévisions à cet égard, qui diffèrent largement de celles d'il y a un an, au moment où les gens songaient à réaliser d'importants investissements sur les terres domaniales et, plus particulièrement, songaient à passer au stade de la mise en valeur et se heurtaient aux conditions économiques—les discussions et les éléments que nous devons poursuivre pour en arriver à un régime fiscal acceptable sont celles qui tiennent compte des



[Text]

recognize the very heavy front-end investment and the period of exposure and risk before there is a return to the investor.

That will probably require some understanding, and perhaps some assistance, on the part of government in order to initiate the project. We have examples in Alberta, in the oil sands activity, where there is front-end relief through notional royalties until there is a pay out period. We see other projects where the government could provide some back-stopping to debt requirements as a means of providing some security so that the project could be initiated. It is those sorts of things that may be required to get these projects off the ground.

Our point is that we are not talking about a subsidy that would otherwise make an uneconomic, long-term investment economic, but rather providing some front-end assistance to get it off the ground. Those are the sorts of items we think about.

**Senator Kenny:** I understood you, I think, until your last paragraph. It sounds to me as if you are talking about a project that is not economic until you get royalty relief for loan guarantees, and then it becomes economic. I did not really follow what you said about not talking about assistance to a project that is uneconomic. It is not economic until you get the relief.

**Mr. Stoneman:** What I was trying to say is that it may be in the interests of the country to have a project proceed. It may be the kind of project that investors are not prepared to put their money into because of the risk and the uncertainty. Low royalties provide a relief on the front end. The point is, if the investment is never made, there never will be any royalties, so there is no forgone revenue.

What we are suggesting is: Take less up front, and perhaps more on the back end.

**Senator Adams:** My question is approximately the same as Senator Kenny's. I think what number 2 is saying there is that the Crown share was not longer, but that the government only had a share in the land. Are you happy with that? As you know, usually on Crown land the government has 25 per cent of the shares; but now according to number 3, 50 per cent will be owned by Canada. Are you happy with that? Especially in the Crown land—we used to call it Canada lands—with the activity going on especially in the Beaufort Sea and the High Arctic, you will see the government controlling it; so I want to know if you and some of the other, foreign, owners are going to be happy with only owning 50 per cent.

**Mr. Maciej:** The association subscribes to the objective of a 50 per cent Canadian ownership. We do not argue with that. We think that is a viable policy objective.

**Senator Adams:** I ask that question because usually you are operating in some of the local areas where people are con-

[Traduction]

difficultés que pose l'investissement direct et de la période d'exposition et de risque qui précède la récupération de l'investissement.

Le gouvernement devra probablement comprendre la situation, et peut-être même fournir une certaine aide, pour que le projet soit mis en branle. Prenons l'exemple des sables bitumineux de l'Alberta, où les investisseurs bénéficient, par l'entremise des redevances, d'une aide initiale jusqu'à la période de récupération. Le gouvernement pourrait, dans le cadre de certains autres projets, freiner quelque peu les exigences associées à la dette, afin d'assurer une certaine sécurité et de permettre la mise en marche du projet. C'est ce genre de choses qu'il y aurait peut-être lieu de faire afin de faire démarrer les projets.

Nous ne sommes pas en faveur d'une subvention, qui constituerait un investissement à long terme peu économique, mais plutôt de la prestation d'une aide initiale permettant la mise en marche des projets. C'est à ce genre d'aide que nous songeons.

**Le sénateur Kenny:** Je crois que je vous ai bien compris, jusqu'au dernier paragraphe. Il me semble que vous dites que le projet n'est pas économique si l'on n'assure pas au moyen des redevances une certaine aide du côté des garanties de prêts. Je ne comprends pas très bien ce que vous avez dit au sujet du fait de ne pas parler d'aide à un projet qui ne soit pas économique. Il n'est pas économique jusqu'à ce que l'aide arrive.

**M. Stoneman:** Ce que j'essayais de dire, c'est que le pays peut avoir intérêt à ce qu'un projet aille de l'avant. Il peut s'agir du genre de projet qui intéresse plus ou moins les investisseurs en raison des risques et de certains éléments incertains. De faibles redevances assurent une aide directe. Si aucun investissement n'est effectué, aucune redevance ne sera jamais perçue; il n'y a pas perte de revenu.

Nous suggérons donc que l'on perçoive moins initialement de façon, qui sait, à percevoir davantage en définitive.

**Le sénateur Adams:** La question que j'aimerais vous poser est à peu près la même que celle du sénateur Kenny. J'interprète de la façon suivante le point 2 de votre présentation: la Couronne ne possède plus de titres, mais le gouvernement n'en possède qu'un seul sur le terrain. Cela vous satisfait-il? Comme vous le savez, le gouvernement possède en général 25 p. 100 des titres des propriétés appartenant à la Couronne; selon le point 3 de votre présentation, 50 p. 100 des titres seraient détenus par le gouvernement. Cela vous va-t-il? Particulièrement à ce qui a trait aux terres de la Couronne—autrefois appelées les terres du Canada—compte tenu de l'activité en cours, particulièrement dans la mer de Beaufort et dans l'Arctique supérieure, vous verrez que le gouvernement exerce un contrôle. J'aimerais donc savoir si votre association, ainsi que d'autres propriétaires étrangers, serez heureux de ne posséder que 50 p. 100 des titres.

**M. Maciej:** Notre association approuve l'objectif fixé à un taux de participation canadienne de 50 p. 100. Nous ne remettons pas cet objectif en cause; nous estimons qu'il est réalisable.

**Le sénateur Adams:** Je vous pose cette question parce qu'habituellement vous opérez dans des régions où la popula-

[Text]

cerned about hunting and about the future of the area. When the government does not own the shares any more, the people who live in the community will not have very much to say about what activity or drilling will take place in the future. I wondered if perhaps you people would be happy about that, because, if the government does not own shares any more, or sells them to the association, then people can proceed with some of their companies to the detriment of the hunting areas in the future. Perhaps that is why we need industrialization in the north. I ask you that because you do not meet with the local people any more and because the government now says it owns the land and it can do with it as it wishes.

**Mr. Stoneman:** If I understand your question, Senator Adams, what we are looking at is the Canadian ownership requirement to move to the development phase. What we objected to before was the 25 per cent back in which, in our view, was confiscatory and retroactive. In other words, we entered into an arrangement and the rules were changed.

On the issue of participation and involvement of the local community, whether that be in the Arctic, Pincher Creek, Alberta, or Sundre, Alberta, or wherever, we think there is a role for the local community so that that community is involved in what is going to happen to their community. We do not think that role should be such that it could block the development of a project that everyone is interested in pursuing. I think that is a different issue from what we are addressing here.

**Senator Adams:** Close to ten years ago there was a great deal of activity taking place. We were told that it would be just like Prudhoe Bay. People living in the area of Tuktoyaktuk were concerned about the future and how future development would affect our culture.

I have travelled to a few other areas of the Arctic. I am from the Eastern Arctic, and I have seen many people who have been affected by these development activities. Their culture has been affected. Many times good things are brought into the communities, but in the long term these have adversely affected the communities.

I was in Inuvik a couple of years ago and everyone was speaking English. They do not speak their own language any more. Sometimes these development activities have brought good things to the communities, and sometimes they have adversely affected the communities.

**Mr. Stoneman:** Just as an aside, I went to the north when I worked for Shell. I went down the Mackenzie River in 1956. We drilled a well then south of Fort Simpson. When winter came we went down the river.

Approximately 10 or 12 years ago a number of us were involved in trying to get things started in the Mackenzie Delta area.

What you are saying was certainly recognized. It is a very difficult problem. I certainly do not have an answer.

[Traduction]

toin s'adonne à la chasse et se préoccupe de l'avenir du secteur. À partir du moment où le gouvernement ne possédera plus aucun titre, les habitants de ces communautés n'auront plus grand-chose à dire au sujet des activités ou du forage qui y sera effectué. Je me demande si votre association se réjouirait d'une telle situation puisque, si le gouvernement ne possède plus aucun titre, ou s'il voulait vendre, alors les habitants locaux pourront fort bien, de concert avec certaines de leurs compagnies, poser des actes nuisibles pour les secteurs de chasse. Peut-être est-ce la raison pour laquelle l'industrialisation du Nord s'impose. Je vous demande cela parce que vous ne rencontrez plus les habitants des régions et parce que le gouvernement affirme maintenant que ceux-ci possèdent le terrain et qu'ils veulent en faire ce qu'ils veulent.

**M. Stoneman:** Si je comprends bien votre question, sénateur Adams, nous parlons de l'exigence touchant la participation canadienne se rattachant à l'étape de la mise en valeur. Nous nous sommes opposés à la récupération de 25 p. 100 qui, à notre avis, est rétroactive. En d'autres mots, nous avons conclu un accord et les règles ont changé.

En ce qui a trait à la participation de la communauté locale, que ce soit dans l'Arctique, à Pincher Creek, en Alberta, à Sundre, en Alberta, ou ailleurs, nous estimons qu'elle a un rôle à jouer et qu'elle doit prendre part aux décisions touchant le territoire qu'elle occupe. Nous ne croyons cependant pas que ce rôle doive être tel qu'il puisse nuire à la mise en marche d'un projet que tous souhaitent mener à bien. La question dont nous traitons en ce moment est autre.

**Le sénateur Adams:** Il y a bientôt dix ans, une foule d'activités étaient en cours. On nous disait que ce serait comme à Prudhoe Bay. Les habitants de la région de Tuktoyaktuk s'inquiétaient de leur avenir et de la façon dont les développements affecteraient leur culture.

J'ai parcouru certaines autres régions de l'Arctique. Je viens de l'Est de l'Arctique, et j'ai constaté que bien des personnes étaient touchées par les activités de développement. Leur culture a été touchée. Un bon nombre de choses ont été profitables pour ces communautés, mais, à long terme, le développement a eu des répercussions négatives.

J'étais à Inuvik il y a environ deux ans et tout le monde y parlait l'anglais. Ils ne parlent plus leur propre langue. Donc, les activités de développement ont parfois avantagé les communautés autochtones, mais elles les ont parfois désavantagées.

**M. Stoneman:** Permettez-moi d'ouvrir une parenthèse. J'ai travaillé dans le Nord pour le compte de Shell. Nous avons descendu le fleuve Mackenzie en 1956. Nous avons foré un puits au sud de Fort Simpson. Lorsque l'hiver est arrivé, nous avons descendu le fleuve.

Il y a environ 10 ou 12 ans, un certain nombre d'entre nous ont tenté de faire démarrer un projet dans le secteur du détroit de Mackenzie.

Nous avons constaté la même chose que vous. Il s'agit d'un problème très complexe, dont je ne connais certes pas la solution.



[Text]

People genuinely tried to address that problem. Gulf did some good work in Coppermine by training people, as did Esso and many other companies. Many people were brought from the northern communities down to Alberta to work in the oil and gas fields, as well as the plants, to bring them to a position where they could become the operators of those gas fields and gas plants in the Mackenzie Delta. That was our objective and I think we made quite a bit of progress. Some of those folks are still in Alberta. Unfortunately, a decision was taken not to build the Arctic gas pipeline and that development did not take place. In hindsight, whether that was good or bad, is another issue. We addressed the problem and tried to do something about it.

**Senator Adams:** My concern is that in the meantime you are not operating in the Arctic and that with the decrease in the world oil price that will affect your activities in the Arctic.

**Mr. Stoneman:** The decrease in the world oil price will affect the activities in the Arctic very much. I would think it would be very slow. The economics of frontier activity, both exploration and development, are very severely impacted by the current crude price and the projected crude price. I would expect that we will see a significant reduction in the activity, unfortunate as that may be. That is the economic reality.

**The Acting Chairman:** Senator Adams, Senator Barootes is trying to find a plane and has asked me whether he could interrupt you and precede Senator Doody.

**Senator Adams:** That is fine.

**Senator Doody:** Anything that can be done to help Senator Barootes on his way.

**The Acting Chairman:** Thank you.

**Senator Barootes:** My question relates to the fact that so many of these projects are, as you say, long, expensive and have a long gestation period before there is any return. That precludes many of the small Canadian oil exploration companies from participating wholesomely. Does the CPA have any idea or schemes that might allow more participation by some of the smaller, less affluent Canadian oil exploration companies in the frontier exploration business?

**Mr. Stoneman:** We do not have a program for small member participation. We do have members of our association which one might characterize as being small, but we also have medium, large and in between companies.

We were talking before about the requirement for a 50 per cent Canadian participation in these development activities. I think that provides an opportunity for anybody to participate, if they decide that the economics are attractive, and if they can raise the money.

Raising the money and the economic attractiveness are not necessarily a function of the size of a company; it is the company's financial strength. So, I do not think we have suggested

[Traduction]

Certains ont vraiment essayé de le régler. Gulf a accompli du bon travail en formant les gens à Coppermine, tout comme l'on fait Esso et plusieurs autres compagnies. Bon nombre d'habitants des communautés nordiques ont été recrutés pour venir travailler en Alberta dans les exploitations et les usines pétrolières et gazières; on leur offrait la possibilité de devenir exploitants des usines pétrolières et gazières du détroit de Mackenzie. C'était notre objectif et je crois que nous avons réalisé certains progrès à ce niveau. Certaines de ces personnes se trouvent toujours en Alberta. Malheureusement, on a décidé de ne pas construire le pipeline de l'Arctique. Nous nous sommes penchés sur le problème et avons essayé de faire quelque chose.

**Le sénateur Adams:** Ce qui me préoccupe, c'est qu'entre temps vous n'exploitez pas dans l'Arctique et qu'avec la baisse du prix mondial du pétrole cela nuira à vos activités dans cette région.

**M. Stoneman:** La baisse du prix mondial du pétrole nuira considérablement aux activités dans l'Arctique. Je serais porté à croire que ce sera très lent. Le prix actuel et le prix projeté du pétrole brut ont des conséquences très sérieuses sur les aspects économiques des activités de prospection et de mise en valeur des terres domaniales. Je m'attends, bien que je le déplore, à un ralentissement important des activités. C'est la réalité économique.

**Le président suppléant:** Sénateur Adams, le sénateur Barootes a un avion à prendre et il m'a demandé s'il pouvait vous interrompre et précéder l'intervention du sénateur Doody.

**Le sénateur Adams:** C'est d'accord.

**Le sénateur Doody:** Certainement, si cela peut rendre service au sénateur Barootes.

**Le président suppléant:** Merci.

**Le sénateur Barootes:** Ma question porte sur le fait qu'un si grand nombre de ces projets sont, comme vous dites, longs et coûteux et supposent une longue période de gestation avant qu'il y ait récupération de l'investissement. Cela empêche bon nombre de petites compagnies d'exploitation pétrolière canadienne d'y prendre part. Votre association serait-elle à même de proposer certaines idées ou certains schèmes qui puissent permettre aux plus petites compagnies d'exploitation pétrolière de participer davantage à la prospection des terres domaniales?

**M. Stoneman:** Nous ne possédons aucun programme concernant la participation de nos sociétés membres de plus petite envergure. Notre association en compte un certain nombre, mais elle regroupe également des sociétés de moyenne, de grande et de moyenne à grande envergures.

Nous avons discuté avant aujourd'hui de la nécessité d'obtenir un taux de participation canadienne de 50 pour cent dans le cadre de ces activités de développement. Je crois que cela donne la possibilité d'y prendre part à quiconque décide que les aspects économiques sont intéressants et est en mesure de rassembler les sommes nécessaires.

Ces deux facteurs ne sont pas nécessairement fonction de la taille de la compagnie, mais plutôt de sa solidité financière. Je ne crois donc pas que nous ayons laissé entendre que les petites



**[Text]**

that small companies have been precluded from frontier participation. I think the reality is that, particularly in a depressed price outlook, smaller companies will not look at that as a high priority item, nor will large companies. People will, again, concentrate on the things that have the higher priority. I would expect most smaller companies will refocus their activity to where they uniquely can do best, and that is—

**Senator Barootes:** And get an earlier return on their investment?

**Mr. Stoneman:** Yes.

**Senator Barootes:** My next question is with regard to your suggestions about royalty structures and regimes with the variable royalty tied to contract. If you tied yourself to a royalty contract and it came about that the government of the day decided that it would lower the royalty structures, as occurred recently in Saskatchewan and Alberta, would you feel that the agreements should be re-opened, or would you make them stick to the higher royalty structure of the contract?

**Mr. Stoneman:** Of course, as operators we would try to get the best deal we could get. However, if there was a variation in royalties, there would probably be other factors that would be varied. What companies and, I am sure governments as well, would want to look at is what has the variation of royalty terms done to the total economics and on that basis decide whether there should be change.

**Senator Barootes:** That is another reason for the flexibility in the legislation. If somebody buys a contract that has a certain royalty, even a front-end nominal, notional royalty, and things change you have to throw the whole game over if you are tied to it, unless you can go back and say, "We are getting a little hurt with the royalty. Can we have a deferral or an extended period?" I think that that degree of flexibility is necessary, and I hope it is in the bill. In that way you people will be able to negotiate from time to time as the fortunes of the cycle alter. Do you agree with that?

**Mr. Stoneman:** Certainly, we would want to be able to maintain some flexibility. I would hope that the renegotiation of individual project terms will be infrequently required.

**Senator Doody:** I am pleased that the industry finds so much in the legislation with which they agree. It is a very refreshing change from other legislation that we have passed in this place from time to time. With regard to subclause 26(3) the witnesses expressed the opinion that the terms and conditions of licence could be extended without further negotiation. It seems that the original licence is granted for nine years and an extension can be granted for four years. Might there not be advantages to both sides in saying that since things did not work out quite properly in the first nine years if we do so and so we might be able to realize on the investment we already have there. In other words, ask the government to concede a point or two, rather than have an absolute mirror image of the

**[Traduction]**

compagnies étaient exclues. Je crois que la réalité veut, particulièrement compte tenu de la baisse actuelle des prix, que les plus petites sociétés ne considèrent pas cela comme étant hautement prioritaire, pas plus que les grandes sociétés. Les investisseurs se concentreront une fois de plus sur ce qu'ils considèrent comme de grandes priorités. Je m'attendrais à ce que davantage de petites sociétés orientent leurs activités vers les secteurs où elles excellent et à ce qu'elles...

**Le sénateur Barootes:** Et à ce qu'elles récupèrent plus rapidement leur investissement?

**M. Stoneman:** Oui.

**Le sénateur Barootes:** Ma prochaine question concerne votre proposition touchant l'établissement de structures et de régimes de redevances prévoyant une redevance variable liée au contrat. Si vous étiez lié par un contrat de redevances et si le gouvernement actuel décidait d'abaisser les structures de redevances, comme cela s'est fait récemment en Saskatchewan et en Alberta, seriez-vous en faveur d'une révision des accords ou du maintien des redevances plus élevées prévues au contrat?

**M. Stoneman:** Bien entendu, à titre d'exploitants, nous nous efforcerions d'obtenir le meilleur accord possible. Toutefois, si les redevances étaient modifiées, il y aurait probablement d'autres facteurs qui changeraient eux aussi. Les compagnies, et les gouvernements aussi, j'en suis persuadé, souhaiteraient alors analyser les répercussions sur l'économie des changements au niveau des redevances puis, à partir de cela, décider s'il y a lieu d'apporter des changements.

**Le sénateur Barootes:** C'est là une autre raison qui explique la flexibilité de la législation. Si quelqu'un achète un marché prévoyant certaines redevances, même s'il s'agit d'un montant nominal direct, et si la situation change, il lui faut tout abandonner s'il est lié au marché, à moins de pouvoir revenir en arrière et dire «Nous sommes un peu coincés. Pouvons-nous bénéficier d'un délai ou d'un prolongement?» Je crois que cette flexibilité s'impose, et j'espère qu'elle sera prévue dans le projet de loi. De cette manière, vous pourrez négocier de temps à autre au fur et à mesure que la situation changera. Êtes-vous d'accord?

**M. Stoneman:** Certainement, nous souhaiterions être capables de maintenir une certaine flexibilité. Je souhaite cependant qu'il ne soit pas nécessaire de renégocier trop souvent les dispositions touchant un projet donné.

**Le sénateur Doody:** Il me fait plaisir de constater que l'industrie approuve autant de points de la législation. Cela représente un changement très considérable par rapport aux autres législations dont nous avons déjà débattu en ce lieu. En ce qui a trait au paragraphe 26(3), les témoins ont dit être en faveur de la prolongation, sans autre négociation, des dispositions et des conditions des permis. Le permis est à l'origine accordé pour neuf ans et il est possible de le prolonger de quatre ans. N'aurions-nous pas avantage à dire qu'il serait possible, si les choses n'ont pas fonctionné correctement au cours des neuf premières années, de faire telle ou telle chose pour parvenir à réaliser l'investissement déjà engagé. En d'autres mots, demander au gouvernement de concéder un point ou deux, plutôt que de répéter exactement la même chose durant

[Text]

first nine years. Is there not an advantage in having flexibility in negotiating the second term?

**Mr. Maciej:** We have two situations here. As the legislation stands for new exploration licences, it is clear cut. You have a primary term and a secondary term. If you fulfil the obligations under the primary term you automatically go to the secondary term. What we are talking about here and what the legislation is talking about is some of the existing exploration agreements that have gone through in an extension negotiation process. We are saying that the same thing should apply. If the explorer has complied with the terms of the initial term of exploration licence, it should automatically be extended. The existing licence would be treated in the same way as the new licence.

**Senator Doody:** I can appreciate that and see the merit there. But it seems to me that there might be merit from the industry's point of view if you could renegotiate if you found something in the first nine-year term which was not quite agreeable and you would like a concession in the next four-year term. Is an automatic renewal preferable to the possibility of re-opening negotiations to try to gain some advantage for your second term?

**Mr. Maciej:** We would rather have the certainty that it becomes automatic. I would like to know what the conditions are for the entire term, both the primary term and the secondary term.

**Senator Doody:** The witness commented on the environmental studies revolving fund. The legislation proposes that there be two funds. It has been suggested that the economies and efficiencies could probably be exercised on the government side of the deal if only one fund were put in place. It seems to me that the probable reason for this is that the operation north of the sixtieth parallel has different objectives and different problems, and the minister in charge of that particular area probably has different concerns with regard to that fund than the minister who operates south of the sixtieth parallel. Is it very important to you that there be only one fund?

**Mr. Maciej:** We think it is important. First, we would be dealing with \$30 million instead of \$15 million.

**Senator Doody:** So it is the size of the combined two funds, not the efficiencies.

**Mr. Maciej:** That is only one factor. The other consideration is that studies under the two funds—and keep in mind that it is our money, that it is totally funded by the industry—could be duplicated. We would not want to see that waste.

**Senator Doody:** I would suggest that you could have duplication even if you have only one fund. That has not been unknown in government.

**Mr. Maciej:** If you give us 50 per cent of the voting rights on the industry board, I am sure that the industry would make sure that there is not duplication.

[Traduction]

les neuf premières années. Ne serait-il pas avantageux de faire preuve de flexibilité au moment de la négociation du prolongement du permis?

**M. Maciej:** Nous sommes aux prises avec deux situations. Telle qu'elle est formulée, la législation est très claire en ce qui a trait aux nouveaux permis de prospection. Il y a un premier mandat et un deuxième mandat. L'entrepreneur qui remplit les obligations prévues au premier passe automatiquement au deuxième. Ce dont nous parlons en ce moment, et ce dont la législation parle, touche certaines des ententes de prospection en vigueur qui ont été prolongées par suite d'un processus de négociation. Nous disons que la même chose devrait s'appliquer. Si le prospecteur a rempli les conditions du premier mandat de son permis, il devrait automatiquement bénéficier d'un prolongement. Le permis en vigueur serait alors considéré comme un nouveau permis.

**Le sénateur Doody:** Je saisis les avantages de cette façon de procéder. Il me semble toutefois que l'industrie pourrait profiter d'une renégociation des permis dans les cas où un point du premier mandat de neuf ans se soit avéré insatisfaisant et où elle souhaiterait obtenir une concession au cours des quatre années suivantes. Le renouvellement automatique est-il préférable à la possibilité de réouvrir les négociations afin de tenter d'obtenir certains avantages pour le second mandat?

**M. Maciej:** Nous aimerions mieux avoir la certitude que le permis sera renouvelé automatiquement et connaître les conditions qui régneront pendant l'ensemble du mandat, c'est-à-dire aussi bien pendant le premier que le second.

**Le sénateur Doody:** Le témoin a formulé certains commentaires au sujet du fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement. La législation propose la création de deux fonds. Selon le témoin, il serait probablement plus économique et plus efficace de n'en créer qu'un seul. Il me semble que la décision d'en créer deux s'explique par le fait que l'exploitation au nord du seizième parallèle n'est pas régie par les mêmes objectifs et ne pose pas les mêmes problèmes, et que le ministre responsable de ce secteur donné nourrit probablement à l'égard du fonds des préoccupations différentes de celles du ministre responsable de la région au sud du seizième parallèle. Est-il très important pour vous qu'il n'y ait qu'un seul fonds?

**M. Maciej:** Nous croyons que c'est important. D'abord, nous parlerions de 30 millions de dollars plutôt que de 15 millions.

**Le sénateur Doody:** Donc, vous vous intéressez plus à l'importance des deux fonds combinés qu'à l'efficacité.

**M. Maciej:** Il ne s'agit que de l'un des facteurs. L'autre est le suivant: les études menées à l'aide des deux fonds—et n'oubliez pas qu'il s'agit de notre argent, et que ces deux fonds proviendront entièrement de l'industrie—risquent de se recouper. Nous n'aimerions pas qu'il y ait un tel gaspillage.

**Le sénateur Doody:** Il me semble qu'il pourrait y avoir duplication même avec un seul fond. Cela s'est déjà vu au sein du gouvernement.

**M. Maciej:** Si vous lui accordez 50 p. 100 des droits de vote au sein du conseil de gestion, je suis certain que l'industrie veillera à ce qu'il n'y ait pas recoupement.



[Text]

**Senator Doody:** I see. We will certainly pass that suggestion on to the minister.

**The Acting Chairman:** Senator Kenny and Senator Barootes have discussed with you the nature of the arrangements between the exploration company and the government. I realize that you would like everything to be a known factor, recognizing, of course, that tax rates will change with profitability and so on. With regard to royalties and the crown having the discretion to change the royalties by regulation, it seems to me that the matter is negotiable, notwithstanding that the government does not have to agree to a fixed rate for the length of the permit or agreement. That option of negotiating with the government is there. I am a little concerned about foreclosing the other option by legislation. That is, where the government is stuck with a regime in which they cannot change the royalty. I am thinking of experiences that we have had recently as a result of dramatic changes in price and, for instance, the argument that the Petroleum and Gas Revenue Tax, while it may have been tolerable in times of high profits because there were high profits, is intolerable in times of very low profits. In other words, a change is called for.

It may be that a change in the royalty structure is called for by similar circumstances, and for the legislatures to tell the government that its legislation should foreclose out the possibility of a change in royalty by regulation gives me some concern, because it does not make a lot of sense—because you can, in fact, negotiate that with the government. But to mandate that they have to do it that way gives me some concern. I appreciate your comment on that. I know it has been thoroughly discussed. But I am having a little trouble with it, and perhaps you can help me.

**Mr. Stoneman:** A measure of flexibility certainly is desirable. So our suggestion is to take it one step out of the legislation, but put it as part of the licence. Then, when we all conclude the negotiations for that specific piece of business and come to an agreement, we will at least know the basis on which we are going to proceed. The government will have made an assessment of the value of that land; and industry will have made an assessment of the ongoing risk and uncertainty, and what we are prepared to accept. We do that now. The point is that it is desirable to have it established and attached to that project.

I would hope that if circumstances significantly change, as the impact on that project, there would be the opportunity to review those circumstances. I do not think that is precluded by what we have suggested.

The measure of flexibility is important and needs to be retained; and I think that is part of our proposal. You mentioned PGRT. I could get out my soap box—

**The Acting Chairman:** I am just using it as an example.

**Mr. Stoneman:** We think that is an example of a tax put on in a completely different environment, which today is inappropriate, in our view, and needs to be adjusted.

[Traduction]

**Le sénateur Doody:** Je vois. Nous transmettrons certes cette proposition au Ministre.

**Le président suppléant:** Les sénateurs Kenny et Barootes ont traité de la nature des ententes conclues entre les compagnies de prospection et le gouvernement. Je me rends compte que vous souhaiteriez que tous les facteurs soient connus, tout en tenant compte bien sûr du fait que les taux d'imposition changeront. En ce qui a trait aux redevances et au fait que la Couronne puisse les modifier par réglementation, il me semble que la question peut faire l'objet de négociations, compte non tenu du fait que le gouvernement n'ait pas à approuver un tarif fixe pour la durée du permis ou de l'entente. L'option qui consiste à négocier avec le gouvernement existe. Je m'inquiète un peu au sujet de l'autre option, qui fait appel à la réglementation, et en vertu de laquelle le gouvernement est lié à un régime et ne peut modifier les redevances. Je me reporte à certaines expériences que nous avons vécues récemment par suite de changements radicaux des prix. Je songe par exemple à l'argument selon lequel la taxe sur les revenus tirés du pétrole et du gaz, bien qu'acceptable en périodes de profit élevé, ne l'est pas en périodes de profit très bas. En d'autres mots, un changement s'impose.

Peut-être qu'un changement au niveau de la structure de redevances s'impose en raison des circonstances similaires. Le fait que l'on dise au gouvernement qu'il devrait prévoir au sein de sa législation la possibilité de modifier les redevances par réglementation me préoccupe, parce que cela n'a pas beaucoup de sens—parce que, en fait, il est possible de négocier de telles questions avec le gouvernement. Mais le fait de l'y obliger m'inquiète. J'apprécie vos commentaires à ce sujet. Je sais qu'on en a débattu à fond. Mais j'avoue que cela m'inquiète un peu; peut-être pouvez-vous me rassurer.

**Mr. Stoneman:** Il est certes souhaitable de faire preuve d'une certaine flexibilité. Nous proposons donc de retirer cet aspect de la législation pour de l'inclure au permis. Ainsi, au moment des négociations et de la conclusion d'une entente concernant un travail donné, nous connaissons au moins le fondement à partir duquel fonctionner. Le gouvernement aura évalué le terrain; et l'industrie connaîtra les risques et les éléments d'incertitude qui s'y rattachent, et sera disposée à les accepter. C'est ce que nous faisons actuellement. Il serait cependant préférable de l'établir clairement et de l'inclure au projet.

J'espère que si les circonstances changent considérablement, de même que les répercussions sur le projet, il sera possible de les réexaminer. Je ne crois pas que ce que nous proposons l'empêche.

L'élément de flexibilité est important et doit être retenu; et je crois que cela fait partie de notre proposition. Vous avez parlé de l'impôt sur les revenus pétroliers. Je pourrais...

**Le président suppléant:** Ce n'était qu'un exemple.

**Mr. Stoneman:** Nous considérons cela comme un exemple d'impôt imposé dans un contexte tout à fait différent, et qui à notre avis est inapproprié et doit être ajusté.



[Text]

**The Acting Chairman:** I raised it because it is a good illustration of changing times, calling for a change in the fiscal regime.

**Mr. Maciej:** We are confining the terms to the royalties. The royalty formula that is contemplated, based on the policy statement of last October, is a good formula, is very resilient to changes in economic conditions. So what we are saying is that if that is the royalty system in place today and I acquire an exploration licence, then that becomes part of the contract. The thing that we do not want to be exposed to, or do not like to be exposed to, is a dramatic change in the middle of the ball game in that royalty formula.

**The Acting Chairman:** But you are free to negotiate—

**Mr. Maciej:** The PGRT would not be part of the contract, because it is not a royalty; it is a production tax. If there are changes in the Income Tax Act, we will have to cope with them.

**The Acting Chairman:** Governments can be very slippery things. Income tax can change. There is more than one way to get a certain result. Anyway, I wanted to explore that further, and I think that I now have a better understanding. I would envisage your negotiating that very carefully. "We will bring this field into production", you might say "if we know for the next three years that you will live with this, and that after that you will not change it by any more than by this percentage; and if the price falls, you will do this, that or the other thing."

I have another question, prompted by some of the material that we were given. Quoting from the *Financial Post* of November 23, it says:

A senior official on Canada's National Energy Board says there is a "99 per cent chance" that development of the Hibernia oil field off Newfoundland's shore will go ahead.

With that much apparently settled, the main question from an investment point of view involves the costs and benefits for the participants involved in the Hibernia play.

**Senator Doody:** Did he say when?

**The Acting Chairman:** He didn't, and perhaps he was wise not to; but I suspect that if you read the whole article you will get the flavour of it. I suspect it will be sooner rather than later. However, I have a question for the witnesses, as representatives of the producer group who are most involved in this area. Is that statement still a fair one, within a reasonable time frame?

**Mr. Stoneman:** Mr. Chairman, I am afraid that I cannot give you an answer in a definitive way. The association does not deal with specific projects, because we are not involved as an association. Certainly some of our member companies are the proponents, and they are very involved. But my company is not part of the Hibernia consortium, and with regard to the likelihood and the timeliness of its development, I just could not offer anything that would be substantive.

[Traduction]

**Le président suppléant:** J'ai parlé de cet impôt parce qu'il illustre bien la façon dont les conditions peuvent changer et exiger une modification du régime fiscal.

**M. Maciej:** Nous nous limitons aux redevances. La formule de redevances envisagée, qui est fondée sur l'énoncé de politique d'octobre dernier, est bonne et tient compte des changements au niveau de la situation économique. Ce que nous proposons, c'est que tout système de redevances en place au moment de l'acquisition du permis de prospection devienne partie intégrante du contrat. Nous voulons éviter d'être soumis aux fluctuations des redevances.

**Le président suppléant:** Mais vous êtes libre de négocier . . .

**M. Maciej:** L'impôt sur les revenus pétroliers ne ferait pas partie du contrat, parce qu'il ne s'agit pas d'une redevance; c'est une taxe à la production. Si l'on modifie la *Loi de l'impôt sur le revenu*, nous devrons l'accepter.

**Le président suppléant:** Les gouvernements sont parfois très insaisissables. L'impôt sur le revenu peut changer. Il y a plus d'une façon d'obtenir un même résultat. Je voulais en savoir davantage, et je crois que je comprends mieux maintenant. Je suppose que vous négociez de façon très prudente. Vous pourriez dire quelque chose du genre «Nous allons exploiter ce secteur; établissons dès maintenant que les conditions seront les suivantes au cours des trois prochaines années et qu'ensuite vous ne les modifierez pas de plus de X pour cent, et que si le prix chute vous ferez telle ou telle chose . . .»

J'ai une autre question, qui porte sur certains documents qui nous ont été remis. Je cite un extrait du *Financial Post* du 23 novembre:

Un cadre supérieur de l'Office canadien de l'énergie estime à 99 p. 100 les chances que soit poursuivi le développement du secteur pétrolier Hibernia, au large des côtes de Terre-Neuve.

Partant de cela, la principale question qu'il y a lieu de se poser au sujet de l'investissement concerne les coûts et avantages du projet pour les participants. (traduction libre)

**Le sénateur Doody:** A-t-on mentionné une date?

**Le président suppléant:** Non, et peut-être est-ce mieux ainsi; mais je crois que si vous lisez tout l'article, vous en saisissez mieux le ton. Je serais porté à croire que ce sera pour bientôt. J'aimerais toutefois poser une question aux témoins, qui représentent un groupe de producteurs très actifs dans ce domaine. Cette affirmation est-elle assez juste, compte tenu d'un délai raisonnable?

**M. Stoneman:** M. le président, je crains de ne pouvoir vous répondre avec certitude. Notre association ne s'occupe pas des projets précis, car elle ne s'y implique pas à titre d'association. Certains de nos membres comptent probablement parmi les parties concernées, et y jouent une part très active. Mais ma compagnie ne fait pas partie du consortium Hibernia, de sorte que je ne puis vous fournir de réponse substantielle concernant ce projet.

*[Text]*

My company is involved off Nova Scotia, in the Mackenzie Delta, and on the west coast. From the standpoint of a whole host of factors, four of which I will mention, I think the timing of frontier development is receding. It has not gone away, but it is further away. First is the price that is available, and the market will determine the price. The price that is available for the commodity, be it oil or natural gas, will be driven by the market. It was tough a year ago. It is tougher today.

With regard to the market for the commodity, we now have a surplus of crude oil currently on the market. I believe that the Saudis have indicated to us, as we knew, that they are in a position to either upset or stabilize that balance. So the demand for crude oil, and natural gas particularly, in terms of additional supplies, has perhaps receded slightly.

Those two factors then make the economics of that frontier development lower than it was before—and before it was not all that good. The fourth thing is that the cash that operators have available with which to make the investments and to maintain the activity today is half of what it was a year ago. The value of our product is less than half of what it was a year ago. So the money we have available to reinvest, and the earnings outlook for our company, has been prejudiced by that—and that, of course, affects our ability to make those investments. On a priority basis—which we all have to do—there are lots of opportunities, geological opportunities, for investment out there; but when you put that beside another list of economic potential, frontier opportunities will probably move down that list, for the reason that Senator Barootes mentioned a few minutes ago, namely, because the return on the investment is further away.

I am sorry to have taken so long to answer the question, but I think that in a general way, and on a priority basis, frontier investment is more difficult.

**The Acting Chairman:** If we think that we are looking down the road quite a way at a low price, and a deferral of these projects coming into production, or further exploration to determine whether or not there are projects to bring on to production, is there something that your organization believes that Canada should be doing to ensure that we do not lose the capability of developing those projects at some more distant future time, in the event that they are not going to be developed with the current price incentive or a price incentive that will occur in the reasonable future? We may lose the ability that we now have to develop those projects, or to continue exploration of that nature, because we may have a long period of low prices; and, for the reasons, you have just stated, they will be idle, and we have the potential of losing that ability. Is there something the Government of Canada should be worrying about in terms of maintaining that? What is your view on that?

**Mr. Stoneman:** I think that we should all keep in mind the fact that long term security of supply is an issue and that this low priced outlook, and the marked reduction in exploration and development activity because of it, is a very negative aspect of low prices. There are some positive aspects of lower

*[Traduction]*

Ma société œuvre au large de la Nouvelle-Écosse, dans le détroit de Mackenzie, et sur la Côte ouest. en raison d'une foule de facteurs, dont je me contenterai d'en mentionner quatre, je crois que la mise en valeur des terres domaniales accuse certains retards. D'abord, c'est le marché qui détermine le prix des hydrocarbures. C'était difficile il y a un an. Ça l'est encore plus aujourd'hui.

Le marché accuse à l'heure actuelle un surplus de pétrole brut. Je crois que les Canadiens nous ont confirmé qu'ils étaient en mesure de stabiliser ou de renverser la balance. La demande de pétrole brut, et particulièrement celle de gaz naturel, en termes d'approvisionnements supplémentaires, a donc peut-être légèrement diminué.

Ces deux facteurs contribuent à la baisse des aspects économiques du développement des terres domaniales, qui n'étaient déjà pas brillants. Le quatrième facteur est le fait que les exploitants disposent à l'heure actuelle de la moitié des sommes dont ils disposaient il y a un an pour investir et pour maintenir leurs activités. La valeur de notre produit est de moins de la moitié de ce qu'elle était il y a un an. Cela a donc un effet nuisible sur les sommes dont nous disposons pour réinvestir et sur les prévisions du revenu de notre compagnie—et, bien entendu, cela affecte notre pouvoir d'investissement. Il existe un grand nombre de possibilités, de possibilités géologiques d'investir de façon prioritaire—ce que nous devons tous faire—dans ce secteur. Mais si l'on compare cela à une autre liste de possibilités économiques, les terres domaniales se retrouveront probablement en fin de liste, pour la raison que le sénateur Barootes a mentionnée il y a quelques minutes, c'est-à-dire à cause du long délai de récupération de l'investissement.

Je m'excuse d'avoir mis autant de temps à répondre à votre question, mais je crois que de façon générale, du point de vue priorité, l'investissement sur les terres domaniales est plus difficile.

**Le président suppléant:** Si l'on songe au prix peu élevé, à un retard au niveau de la mise en marche de ces projets ou à des études supplémentaires visant à établir si oui ou non ils doivent être mis en chantier, votre organisation croit-elle que le Canada devrait faire quelque chose pour veiller à ce que nous conservions la possibilité de faire démarrer ces projets dans un proche avenir, advenant le cas où ils ne seraient pas mis de l'avant grâce aux encouragements monétaires actuels ou à ceux qui seront en vigueur dans un avenir raisonnable? Il se peut que nous ne puissions plus mettre de l'avant ces projets ou poursuivre ce genre de prospection, parce que la période de prix peu élevés risque de se prolonger. Pour les raisons que vous venez de mentionner, nous risquons de ne plus pouvoir. À votre avis, le gouvernement du Canada devrait-il s'en inquiéter? Qu'en pensez-vous?

**M. Stoneman:** Je crois que personne ne devrait oublier le fait que la sécurité à long terme de l'approvisionnement est une question et que les prix peu élevés et la réduction marquée des activités de prospection et de mise en valeur qui en découlent en constituent un aspect très négatif. La baisse des prix pré-



**[Text]**

prices for consumers over the short term. Over the long term, however, it is something we will need to focus on.

As we have stated in our paper, frontiers remain an important source of long term energy for Canada. Companies are trying to position themselves now so as to be able to act on those opportunities in the future. That is why we see what is happening in oil and gas companies not only in Canada but in the United States and everywhere else. Everybody is circling the wagons, hunkering down to ride this thing out and to maintain some health in the industry. We do think that governments can assist in maintaining a healthy industry in terms of its getting back to some acceptable level of activity.

That brings me back to taxes and royalties. The relief of the PGRT is a way to improve the cash flow for the industry and provide funds for reinvestment on the producing end of the system. Lower royalties in the producing provinces are necessary for the same reason and will ultimately improve the economics.

**The Acting Chairman:** Do you see a role for government in assisting the industry by way of additional tax expenditures or by way of actual grants over and above PGRT and royalty relief? Could you answer that question in the context of the possibility that we are looking at low prices for such a long period of time that we do have a threat to our ability to explore on the frontiers?

**Mr. Stoneman:** The view of the association is that a correction to the current situation can be provided, not to return the industry to the level of activity of last year, however, because that is not going to happen. I will repeat myself by saying that the PGRT relief is one way in which to improve that. We think that can and should be done. As to royalties, we do not take the view that the government should put in place a floor price, an import tax, a stabilization fund or some kind of administrative mechanism by which to provide a safety net, because that will then run countercurrent to what we have tried to accomplish, which is to let the market forces function.

We think that two steps can be taken, one at the federal level and one at the provincial level, which will go a long way to returning the industry to some more acceptable level of activity. That is what we think should be done. If that does not do the job, then we have to think of something else. But our position at the moment is as I have just stated it.

**The Acting Chairman:** The request for the kind of assistance you have described is directed to the sector of the industry involving the small producer, which finds itself in difficulty, in part, because of the regulatory regime that we are coming out of. The small producer was favoured when another sector of the industry was not so favoured. Is it your official position that they have had enough time to adjust to the level playing field or do you think there is any merit at all in the argument that they need more time to adjust to the level playing field? I

**[Traduction]**

sente certains avantages à court terme pour le consommateur, mais à long terme, nous devons mettre l'accent sur la question.

Comme le mentionne notre document, les terres domaniales demeurent une importante source d'énergie à long terme pour le Canada. Les sociétés s'efforcent à l'heure actuelle de jeter les bases qui leur permettront de tirer parti des possibilités qui se présenteront ultérieurement. Cela explique la situation des sociétés pétrolières et gazières non seulement au Canada mais également aux États-Unis et partout ailleurs. Tous s'efforcent de surmonter la crise et de maintenir la prospérité de l'industrie. Nous ne croyons pas que les gouvernements puissent contribuer au maintien d'une industrie prospère en ramenant les activités à un niveau acceptable.

Ceci me reporte à la question des impôts et des redevances. L'enlèvement de l'impôt sur les revenus pétroliers est une façon d'améliorer le fonds de roulement de l'industrie et de fournir des fonds pour le réinvestissement au chapitre de la production. La baisse des redevances dans les provinces productrices s'impose pour la même raison et permettra en définitive d'améliorer leur situation économique.

**Le président suppléant:** Croyez-vous que le gouvernement puisse aider l'industrie en engageant des dépenses additionnelles au titre des impôts ou en accordant des subventions réelles supérieures aux redevances et à l'impôt sur les revenus pétroliers? Pouvez-vous tenir compte dans votre réponse de la possibilité que les prix peu élevés se maintiennent pendant une période suffisamment longue pour que nos possibilités de prospecter les terres domaniales se trouvent menacées?

**M. Stoneman:** Notre association croit qu'il est possible de redresser la situation actuelle, pas assez cependant pour ramener l'industrie à son niveau d'activité de l'an dernier, parce que cela est impossible. Au risque de me répéter, je dirai que la réduction de l'impôt sur les revenus pétroliers constitue une façon d'améliorer la situation. Nous croyons que cela peut et devrait se faire. Quant aux redevances, nous ne croyons pas que le gouvernement devrait instaurer un prix minimum, une taxe à l'importation, un fonds de stabilisation ou quelque autre mécanisme administratif devant jouer le rôle de filet de sécurité, parce que cela irait à l'encontre de ce que nous avons essayé d'accomplir, c'est-à-dire laisser jouer les forces du marché.

Nous estimons que deux étapes peuvent être franchies, l'une au niveau fédéral et l'autre au niveau provincial, et que toutes deux contribueraient grandement à ramener à un niveau plus acceptable l'activité au sein de l'industrie. C'est là notre point de vue. Si cela ne suffit pas, il faudra songer à autre chose. Mais notre position est à l'heure actuelle celle que je viens d'exposer.

**Le président suppléant:** Le type d'aide que vous décrivez est orienté vers le secteur de l'industrie qui touche le petit producteur, qui éprouve des difficultés, en partie en raison du régime de réglementation dont nous sortons. Le petit producteur s'est trouvé favorisé lorsqu'un autre secteur de l'industrie ne l'était pas. Considérez-vous qu'il a eu suffisamment de temps pour s'adapter ou croyez-vous qu'il devrait bénéficier de plus de temps? J'apprécie le fait que vous désapprouviez les différences de traitement entre les divers secteurs de l'industrie, mais



[Text]

appreciate that you will always disapprove of the different treatment of one sector of the industry as opposed to another, but is there a period of adjustment needed now in light of the current pricing environment so as to help that sector, or should they just be cut off now?

**Mr. Stoneman:** In my view, we need to think about what is the problem. The problem is the same in every company, whether it is big or small. The value of the product is 40 per cent of what it was a year ago; that is no different for a big company or a small company. The impact of that, however, can be different. Some big companies are in very big trouble, as are small companies. In a market system it is inevitable that there is going to be a shake-up. The point we try to make is that the situation we are faced with is not one that is going to rebound quickly, and that there is the need for some plan of an interim nature to provide a bridge for companies to solve this problem. I do not think that that will solve the financial problems of a big or small company because the price, in our view, is not going to rebound such that it will provide them with the cash flow to meet their financial needs. Unfortunate as it is, there is going to be a shake-up. When the dust settles there will still be the small, junior oil companies in Canada as well as the medium and senior Canadian producers. People will have refocused into areas in which they can be competitive. The small companies will be concentrating on areas in which they can do better than the big companies. That is how the market would do it.

Government, of course, has already provided small companies with considerable assistance by way of the royalty tax credit and the PGRT relief. Some of us in larger companies might say that we have been discriminated against on the basis that because we happen to be bigger, we might have more endurance. We might take the view that nothing has been done for us where something has been done for the other fellow. We do not take that view, however.

I suppose our point, Mr. Chairman, is that this is not a short term problem. As an industry, we will look different down the road because there is going to be a shake-up. The government seems to look at us differently because we are not the cash cow we used to be.

**Senator Doody:** I simply wanted to ask a question on another subject, Mr. Chairman. On Bill C-94, and I really do not expect any great in-depth explanation, but being from Newfoundland, I would be remiss if I did not ask the witnesses if they had some concern or some comment, or is it that the same area covered in Bill C-94 as is in C-92 and are your interests pretty well coincidental?

**Mr. Maciej:** All of the features of Bill C-92, of course, are repeated in Bill C-94. Additionally, what Bill C-94 does is it implements the Atlantic Accord over which we have no say. That has been signed and sealed and there is a legislative obligation to put that into effect. We are saying that our concern is that whatever is in Bill C-92 will impact on Bill C-94.

[Traduction]

devons-nous à l'heure actuelle procéder à des ajustements à la lumière des prix en vigueur de manière à aider ce secteur, ou doit-il simplement être éliminé?

**M. Stoneman:** À mon avis, nous devons chercher à définir le problème. Il est d'ailleurs le même, quelle que soit la taille de la compagnie. La valeur du produit représente 40 pour cent de ce qu'elle était il y a un an; c'est la même chose pour les grandes compagnies que pour les petites. Les répercussions, cependant, peuvent différer. Certaines grosses compagnies traversent une période très difficile, tout comme certaines petites compagnies. Au sein d'un système orienté sur le marché, il est inévitable que nous connaissions certains bouleversements. Ce que nous essayons de démontrer, c'est que la situation ne se redressera pas rapidement et qu'il fut établir certains plans provisoires afin de permettre aux compagnies de résoudre le problème. Je ne crois pas que cela permette de résoudre les problèmes financiers des petites et grandes compagnies, puisque le prix, selon nous, n'augmentera pas suffisamment pour leur fournir le fonds de roulement nécessaire pour répondre à leurs besoins financiers. Qu'on le veuille ou non, il y aura bouleversement. Lorsque la situation sera réglée, il y aura encore au Canada de petites sociétés pétrolières et de moyens et grands producteurs. Ils se seront réorientés vers des secteurs au sein desquels ils peuvent être concurrentiels. Les petites sociétés se concentreront sur les domaines où elles peuvent faire mieux que les grandes. C'est ce que provoquera le marché.

Le gouvernement, bien entendu, a déjà fourni aux petites sociétés une aide considérable par l'entremise du crédit d'imposition de redevances et de la baisse de la taxe sur les revenus découlant de l'exploitation pétrolière et gazière. Certaines grandes compagnies pourront dire qu'il y a eu discrimination et que l'on est parti du principe qu'une plus grande compagnie a les reins plus solides qu'une petite. Nous pourrions dire que rien n'a été fait pour nous venir en aide tandis que des mesures ont été prises pour aider les plus petites compagnies. Ce n'est pourtant pas ce que nous pensons.

Notre opinion, M. le président, c'est qu'il ne s'agit pas d'un problème à court terme. À titre d'industrie, nous sommes appelés à changer par suite des bouleversements. Le gouvernement semble nous considérer différemment parce que nous ne sommes plus la «vache à lait» que nous avons déjà été.

**Le sénateur Doody:** J'aimerais, M. le président, simplement poser une question concernant le projet de loi C-94. Je ne m'attends pas à obtenir une explication détaillée, mais, comme je suis originaire de Terre-Neuve, il serait mal vu que je ne demande aux témoins s'ils ont certaines inquiétudes ou s'ils ont des commentaires à formuler au sujet de ce projet de loi, ou s'ils estiment que les deux projets de loi couvrent pratiquement le même sujet?

**M. Maciej:** Bien entendu, tous les points importants du projet de loi C-92 figurent également dans le projet de loi C-94. En outre, le projet de loi C-94 est consacré à la mise en œuvre de l'accord atlantique et nous n'avons rien à dire à ce sujet. L'accord a déjà été signé et la loi exige qu'il soit mis en

[Text]

**Senator Doody:** I appreciate that. It was a chauvinistic question, anyway. Thank you.

**The Acting Chairman:** If there are no other questions or matters that you would like to bring forward, I will adjourn the meeting. In so doing, I would like to thank both of you, Mr. Stoneman and Mr. Maciej, for appearing before us today. You have been most helpful.

**Mr. Maciej:** I merely wanted to supplement the discussion that you had on the restructuring of the industry. I look back at an historical example in Alberta. I understand that, in the heydays of the coal industry in Alberta, there were approximately 450 producers active in Alberta, all of whom were making a good living. Today we have less than ten coal companies operating in Alberta. They had to be much bigger and have a much greater capitalization in order to cope with the change in the coal business. Then the restructuring in the coal industry took place and today, those coal companies produce much more coal than the 450 or 460 producers produced in the heydays of the industry in Alberta.

**The Acting Chairman:** We could have a much longer exchange on that one, but the hour is late and you have been very generous with your time.

On behalf of the committee, I thank you both very much for coming here today. We appreciate it and we hope to see you again at some future time.

The committee adjourned.

[Traduction]

vigueur. Nous nous préoccupons surtout de savoir si le projet de loi C-92 aura des répercussions sur le projet de loi C-94.

**Le sénateur Doody:** J'apprécie. C'était de toute manière une question chauviniste. Merci.

**Le président suppléant:** S'il n'y a pas d'autres questions ou d'autres points que vous aimeriez soulever, je vais ajourner la rencontre. Je tiens avant tout à remercier MM. Stoneman et Maciej d'être venus témoigner pour nous aujourd'hui. Vos témoignages nous ont été très utiles.

**M. Maciej:** J'aimerais simplement ajouter un élément à la discussion que nous avons eue au sujet de la restructuration de l'industrie. Je me reporterai à un fait historique survenu en Alberta. Au moment des jours de gloire de l'industrie charbonnière de l'Alberta, celle-ci comptait environ 450 producteurs actifs, qui vivaient tous fort bien. Aujourd'hui, il y a moins de dix compagnies d'exploitation charbonnière en Alberta. Ces dernières ont dû grossir et accroître de beaucoup leurs capitaux, de façon à pouvoir faire face aux changements survenus au sein de l'industrie charbonnière. Puis, la restructuration de l'industrie a eu lieu et, à l'heure actuelle, ces sociétés produisent beaucoup plus de charbon que les 450 ou 460 producteurs d'autrefois.

**Le président suppléant:** Nous pourrions parler longuement de cette question, mais il se fait tard et vous nous avez déjà consacré beaucoup de votre temps.

Au nom du comité, je vous remercie tous deux infiniment. Nous avons apprécié vos témoignages et souhaitons vous revoir.

La réunion est ajournée.









*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

---

#### WITNESSES—TÉMOINS

*From the Canadian Petroleum Association:*

Mr. D. G. Stoneman, Chairman; Senior Vice-President,  
Business Development, Shell Canada Limited;  
Mr. Hans Maciej, Technical Director.

*De l'Association pétrolière du Canada:*

M. D. G. Stoneman, président; premier vice-président,  
Développement des affaires, Shell Canada Limitée;  
M. Hans Maciej, directeur technique.



First Session  
Thirty-third Parliament, 1984-85-86

SENATE OF CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

---

Tuesday, June 17, 1986

Issue No. 31

Third Proceedings on:

Subject-matter of Bill C-92,  
"Canada Petroleum Resources Act"

---

APPEARING:

The Honourable David Edward Crombie, P.C., M.P.  
Minister of Indian Affairs  
and Northern Development

---

WITNESSES:

(See back cover)

Première session de la  
trente-troisième législature, 1984-1985-1986

SÉNAT DU CANADA

---

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

---

Le mardi 17 juin 1986

Fascicule n° 31

Troisième fascicule concernant:

La teneur du Projet de loi C-92,  
«Loi fédérale sur les hydrocarbures»

---

COMPARAÎT:

L'honorable David Edward Crombie, c.p., député  
Ministre des Affaires  
indiennes et du Nord canadien

---

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)





THE STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*

The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen, P.C. (or Frith)
Hastings	Olson, P.C.
Hays	*Roblin, P.C. (or Doody)

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

LE COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings

*Vice-président:* L'honorable R. James Balfour

Les honorables sénateurs:

Adams	Kelly
Balfour	Kenny
Barootes	Lefebvre
Bell	Lucier
Doody	*MacEachen, c.p. (ou Frith)
Hastings	Olson, c.p.
Hays	*Roblin, c.p. (ou Doody)

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Tuesday, May 27, 1986:

“With leave of the Senate,

The Honourable Senator Doody moved, seconded by  
the Honourable Senator Macdonald (*Cape Breton*):

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to examine the subject-  
matter of the Bill C-92, intituled: “An Act to regulate  
interests in petroleum in relation to frontier lands, to  
amend the Oil and Gas Production and Conservation Act  
and to repeal the Canada Oil and Gas Act”, in advance of  
the said Bill coming before the Senate or any matter  
relating thereto.

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative.”

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mardi 27 mai 1986:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Doody propose, appuyé par  
l'honorable sénateur Macdonald (*Cap-Breton*),

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à étudier la teneur du  
Projet de loi C-92, intitulé: «Loi visant la réglementation  
des titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales,  
modifiant la Loi sur la production du pétrole et du gaz et  
abrogeant la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada», avant  
que ce projet de loi soit soumis au Sénat ou toute question  
s'y rattachant.

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, JUNE 17, 1986  
(67)

## [Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 6:00 p.m. this day, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Barootes, Doody, Hastings and Olson. (6)

*Other Senator present:* The Honourable Senator Watt.

*In attendance: From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

*Also in attendance:* The Official Reporters of the Senate.

*Appearing:* The Honourable David Edward Crombie, P.C., M.P., Minister of Indian Affairs and Northern Development.

## Witnesses:

*From the Department of Indian Affairs and Northern Development:*

Mr. Jacques Gérin, Associate Deputy Minister (North);

Mr. Park Sullivan, Acting Director, Northern Oil and Gas Management and Major Projects Directorate;

Mr. Jeff Carruthers, Deputy Administrator, Canada Oil & Gas Lands Administration.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated May 27, 1986, resumed consideration of the subject-matter of the Bill C-92, intituled: "An Act to regulate interests in petroleum in relation to frontier lands, to amend the Oil and Gas Production and Conservation Act and to repeal the Canada Oil and Gas Act".

At 6:13 p.m. the Committee adjourned for a brief period and at 6:25 p.m. the sitting was resumed.

The Minister made a statement and answered questions in collaboration with the other witnesses.

At 7:14 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 17 JUIN 1986  
(67)

## [Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 18 heures sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Membres du Comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Barootes, Doody, Hastings et Olson. (6)

*Autre sénateur présent:* L'honorable sénateur Watt.

*Également présente:* Du Bureau du président: M<sup>me</sup> Karen Wheeler, adjointe administrative du Comité.

*Aussi présents:* Les sténographes officiels du Sénat.

*Comparaît:* L'honorable David Edward Crombie, c.p., ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

## Témoins:

*Du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien:*

M. Jacques Gérin, sous-ministre associé (Nord);

M. Park Sullivan, directeur intérimaire, Direction de la gestion du pétrole et du gaz du Nord et des projets spéciaux;

M. Jeff Carruthers, sous-administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada.

Conformément à son ordre de renvoi du 27 mai 1986, le Comité poursuit l'étude du projet de loi C-92, «Loi visant la réglementation des titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales, modifiant la Loi sur la production du pétrole et du gaz et abrogeant la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada».

A 18 h 13, le Comité suspend ses travaux pour une brève pause, et les reprend à 18 h 25.

Le ministre fait une déclaration et répond aux questions en collaboration avec les autres témoins.

A 19 h 14, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:



## EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, June 17, 1986

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 6 p.m. to examine the subject matter of Bill C-92, the Canada Petroleum Resources Act.

**Senator R. James Balfour** (*Deputy Chairman*) in the Chair.

**The Deputy Chairman:** Honourable senators, this evening we have with us the Honourable David Crombie, Minister of Indian Affairs and Northern Development. Accompanying the minister are officials from the department, Mr. Jacques Gérin, Mr. Park Sullivan and Mr. Jeff Carruthers. Do you have an opening statement, Mr. Minister?

**The Honourable David Edward Crombie, P.C., M.P., Minister of Indian Affairs and Northern Development:** Thank you, Mr. Chairman. First of all I should like to thank the members of the committee for their patience. I apologize for my tardiness. I do have an opening statement.

**The Deputy Chairman:** We understand you have had a full day.

**Mr. Crombie:** When one deals with Indian policy and northern policy, it keeps one off the streets and out of the pool halls.

Mr. Chairman, honourable senators, last October 30 the Minister of Energy, Mines and Resources and I jointly announced a new frontier energy policy. Bill C-92, which has been developed to support that policy, proposes a new Canadian Petroleum Resources Act and the repeal of the Canada Oil and Gas Act. Bill C-92 is intended to provide the vital policy and administrative framework which will ensure that Canada's new frontier energy policy develops in a consistent and equitable way. It is my view that this policy, as it relates to my northern responsibilities, is both progressive and fair.

My responsibilities in the north are twofold; the interests of northern peoples, and the stewardship of northern resources. I must ensure an environment conducive to constitutional, political and economic growth for northerners, and a favourable investment climate in the north for the economic development of oil and gas resources.

History has shown us that northerners require northern solutions for northern problems. The new frontier energy policy, through Bill C-92, clearly commits this government to discuss such vital northern issues as shared management and shared resource revenues. As well, the ongoing discussions on joint resource management and revenue sharing will allow northerners to form solutions, at their own pace.

Northerners have told me on many occasions, Mr. Chairman, that they do not want quick-fix solutions. I believe that, through this proposed legislation, northern decision-making

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 17 juin 1986

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 18 heures pour étudier le projet de loi C-92, Loi fédérale sur les hydrocarbures.

**Le sénateur R. James Balfour** (*vice-président*) occupe le fauteuil.

**Le vice-président:** Honorables sénateurs, nous avons ce soir avec nous l'honorable David Crombie, ministre des Affaires indiennes et du Nord. MM. Jacques Gérin, Park Sullivan et Jeff Carruthers, représentants du ministère accompagnent le ministre. Voulez-vous faire une déclaration préliminaire, monsieur le Ministre?

**L'honorable David Edward Crombie, ministre des Affaires Indiennes et du Nord:** Merci, monsieur le président. J'aimerais d'abord remercier les membres du Comité de leur patience et les prier d'excuser mon retard. En effet, j'aimerais faire une déclaration préliminaire.

**Le vice-président:** Nous croyons savoir que vous avez eu une journée très occupée.

**M. Crombie:** Je vous assure que l'élaboration de politiques pour les Indiens et pour le Nord ne me laisse pas le temps de me balader et de fréquenter les salles de billard.

Monsieur le président, honorables sénateurs, le 30 octobre dernier, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et moi-même avons annoncé conjointement une politique énergétique des régions pionnières. Le projet de loi C-92, qui a été élaboré pour appuyer cette politique, propose une nouvelle *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et l'abrogation de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*. Le projet de loi C-92 vise à établir un cadre politique et administratif essentiel à l'application uniforme et équitable de la politique énergétique des régions pionnières canadiennes. À mon avis, cette politique, en ce qui a trait à mes responsabilités envers le Nord, est progressiste et juste.

Mes responsabilités envers le Nord comportent deux volets: les intérêts des populations du Nord et la bonne administration des ressources de cette région. Je dois assurer l'établissement d'un climat propice au progrès constitutionnel, politique et économique des gens du Nord et qui favorise l'investissement en vue de l'exploitation économique des ressources pétrolières et gazières de cette région.

L'histoire nous a montré qu'il faut trouver pour les populations du Nord des solutions propres à leurs problèmes. Par la politique énergétique des régions pionnières, encadrée par le projet de loi C-92, le gouvernement s'engage clairement à discuter de questions aussi vitales pour le Nord que la participation à la gestion des ressources et le partage des recettes tirées de ces ressources. Les discussions en cours sur la gestion conjointe des ressources et le partage des revenus permettront aux populations du Nord de trouver des solutions, à leur propre rythme.

Les habitants du Nord m'ont dit à plusieurs reprises, monsieur le président, qu'ils ne veulent pas de solutions prises à la sauvette. Grâce à la mesure législative proposée, je suis con-

## [Text]

can continue to progress at a rate determined by northerners. I should underline that far from opposing development, northerners, and northern native peoples in particular, have all stated that they will accept development, provided they have a reasonable say in its pace and, importantly, a significant stake in the results. I believe that this legislation supports that view.

Let me underline that this proposed legislation does not pre-judge northern constitutional development and the land claims negotiations now in process like the Dene-Métis claim and the TFN claim. If anything, I believe this legislation will complement the claims negotiation process.

The protection of aboriginal interests under the Canada Oil and Gas Act will be maintained. Nothing in the new act precludes or excludes aboriginal rights. Nothing in the new act affects the claims process or what will later be covered by a Northern Accord. Those of you who have read *Canada's Energy Frontiers*, the document released last October by the Minister of Energy, Mines and Resources and myself, will know that the Inuvialuit share created by the Western Arctic Settlement Act will not be affected in any way. Any resource revenue accruing to aboriginal people will be determined through the claims process and would come from the royalty regime.

Northerners are rapidly acquiring the specialized knowledge and training needed to secure employment and development business opportunities for themselves and their communities. Bill C-92 will continue to encourage that local and regional participation.

We are also maintaining the need for continued Canadian ownership of oil and gas production in Bill C-92. The Crown share returned an economic rent to Canadians for providing exploration incentive grants. It was a feature of the old policy that was not longer appropriate, however, the Crown ownership of oil and gas still can be used to be the subject of land claims discussions, whether through sharing arrangements or specific solutions.

A number of the members of the committee in the house were aware, as may be the case here, of the guideposts we have established for northern development, and they are three: The nurturing of community, the preservation of the environment and the creation of wealth. Those are the three principal ways in which we approach northern policy. These are not and never can be separated into discrete or unrelated elements. Each is dependent on the other; each an integral part of successful development.

I have said before and say again that the north is, first of all, a place of community. Mr. Chairman, I have had the opportunity to visit Alaska, Greenland, Iceland, Norway, northern

## [Traduction]

vaincu que les décisions qui affectent le Nord pourront être prises à un rythme qui leur convient. Je dois souligner que loin de s'opposer au développement, les habitants du Nord, et les populations autochtones en particulier, ont tous déclaré qu'ils étaient en faveur du développement à condition d'avoir véritablement un mot à dire sur l'allure qu'il prendra et, point très important, d'obtenir une part significative des retombées. Je crois que ce projet de loi correspond à ce point de vue.

Permettez-moi de souligner que ce projet de loi ne repose sur aucune présomption relative aux pourparlers constitutionnels pour le Nord et aux négociations en cours sur le règlement des revendications territoriales, comme celles des Dénés et des Métis et celles de la FTN. Je crois que cette loi complètera plutôt le processus de négociation des revendications.

La protection des intérêts des autochtones garantis par la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada sera maintenue. La nouvelle loi ne contient aucune disposition qui puisse porter atteinte aux droits des autochtones, au processus de règlement des revendications ou à ce qui pourrait plus tard être réglé par un accord. Ceux qui ont lu le document intitulé «L'Énergie des régions pionnières canadiennes», publié en octobre dernier par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et moi-même, savent que la part qui revient aux Inuvialuit, en vertu de la *Loi sur le règlement des revendications des Inuvialuit de la région ouest de l'Arctique*, ne sera pas touché d'aucune façon. Les revenus que les peuples autochtones tireront des ressources seront déterminés par le processus de règlement des revendications et proviendront du régime des redevances.

Les habitants du Nord acquièrent rapidement les connaissances et la formation spécialisées qui leur permettront de créer des emplois et d'attirer des investissements, pour eux-mêmes et leurs collectivités. Le projet de loi C-92 continuera de favoriser cette participation locale et régionale.

Le projet de loi reconnaît également qu'il importe que les installations de production pétrolière et gazière soient la propriété des Canadiens. La participation de la Couronne a procuré des revenus réguliers aux Canadiens en retour des subventions accordées pour encourager l'exploration. C'est un aspect de l'ancienne politique qui n'était plus approprié; cependant les ressources pétrolières et gazières qui appartiennent à la Couronne peuvent encore faire l'objet de discussions sur le règlement des revendications territoriales, soit pour conclure des accords sur le partage de ces ressources, soit pour trouver des solutions précises.

Un certain nombre des membres du comité de la Chambre était au courant, comme c'est peut-être le cas ici, des jalons que nous avons posés pour assurer le développement du Nord. Il y en a trois: l'éducation des collectivités, la protection de l'environnement et la création de richesses. Notre approche à l'élaboration d'une politique pour le Nord repose sur ces trois moyens principaux. Ils sont étroitement liés et ne pourront jamais être considérés comme des éléments distincts. Ils sont interdépendants et chacun constitue une partie intégrante d'un développement réussi.

J'ai déjà dit et je le répète que le Nord est, avant tout, une place de collectivités. J'ai eu l'occasion, monsieur le président, de visiter l'Alaska, le Groenland, l'Islande, la Norvège, le nord



## [Text]

Canada, and have just travelled approximately 20,000 kilometres in the Soviet north. After meeting and talking with hundreds, perhaps thousands of northerners, I can conclude that, in the circumpolar world, that world is pre-eminently a place of community. That is why local communities want to be involved and have a right to be involved, because they have a right to determine their own future.

Our policy in the north as well, Mr. Chairman, is for the creation of wealth. I believe that good development is founded upon respect for community and for the bond that northerners have with their environment. Through this bill, resource development in the north can be conducted within a framework of protection, restoration and enhancement of the developing areas.

It is good exploration prospects that sustain interest in northern oil and gas, not government incentives. While the economic climate may fluctuate, a strong and coherent legislative framework will be in place to provide for future resource development in the north. Consequently, I will continue to discuss with northerners the ways and means of sustaining exploration activity. It is critical to all concerned that the processes are understood by the communities, the native groups and the territorial governments. Oil and gas rights will continue to be distributed. There will be a series of specific requirements for all bidders established in advance. Communities will be consulted on those requirements. The right will then be awarded on the basis of a single bidding variable. That variable will be quantifiable. This "best bid" system, in my view, Mr. Chairman, is fair and ensures that vital northern interests are protected by fixed terms and pre-conditions.

In January, Mr. Chairman, the Minister for Renewable Resources in the Northwest Territories and I announced the formation of the Northwest Territories Land Use Planning Commission. This commission recognizes that northerners' knowledge and expectations are essential to ensure plans will contribute to their future social, economic and environmental well-being. I stress that all land use will be accompanied by long-term monitoring of environmental impact.

An honourable member in the House of Commons recently said: "What has that to do with Bill C-92"? Bill C-92, Mr. Chairman, leaves the door open wide to consultation, shared management and participation at all levels—from governments to communities to individuals.

We are at the crossroads of new relationships between northern communities and government, between government and industry and between industry and those northern communities. This is a co-operative effort that rewards enterprise, establishes clear rules for participation and encourages northern participation in their own future.

## [Traduction]

du Canada, et j'arrive tout juste d'un voyage d'environ 20 000 kilomètres dans le nord de l'Union soviétique. Après avoir parlé à des centaines, peut-être à des milliers de gens du Nord, je peux conclure que le monde, dans les régions du cercle polaire, est avant tout un endroit de collectivités. Voilà pourquoi les populations locales demandent, à juste titre, de participer aux décisions qui les concernent, parce qu'elles ont le droit de décider de leur propre avenir.

Notre politique pour le Nord, monsieur le président, vise également la création de richesses. Je crois qu'un développement équitable repose sur le respect des collectivités et du lien particulier qu'ont établi les habitants du Nord avec leur environnement. Grâce à ce projet de loi, le développement des ressources du Nord pourra se faire selon un cadre qui assure la protection des régions en développement, ainsi que leur mise en valeur.

Ce ne sont pas les stimulants publics qui soutiennent l'intérêt pour le pétrole et le gaz du nord mais de bonne prospection. Malgré les fluctuations des conditions économiques, un cadre législatif cohérent et solide assurera la mise en valeur future des ressources dans le nord. C'est pourquoi je continuerai de discuter avec les résidents du nord des moyens de soutenir la prospection. Il est essentiel pour tous les intéressés que les processus soient compris des collectivités, des groupes autochtones et des gouvernements des territoires. Les droits de prospection du pétrole et du gaz continueront d'être accordés. Tous les soumissionnaires seront assujettis à un ensemble d'exigences précises établies à l'avance. Les collectivités seront consultées au sujet de ces exigences. Le droit sera alors accordé sur la base de la variable d'une soumission unique. Cette variable sera quantifiable. J'estime, monsieur le président, que le système de la «meilleure soumission» est équitable et qu'il permet de protéger les intérêts vitaux du nord au moyen de modalités établies et de conditions préalables.

En janvier, monsieur le président, le ministre responsable des Ressources renouvelables des Territoires du Nord-Ouest et moi-même avons annoncé la création de la Commission sur l'aménagement des terres des territoires du Nord-Ouest. Cette commission reconnaît qu'il est essentiel de tenir compte des connaissances et des attentes des résidents du nord pour que les projets contribuent au bien-être social, économique et écologique dans l'avenir. J'insiste sur le fait que toute utilisation de terre donnera lieu à un contrôle à long terme des répercussions sur l'environnement.

Un honorable député de la Chambre des communes a récemment demandé ce que cela avait à voir avec le projet de loi C-92. Ce projet de loi, monsieur le président, laisse la porte grande ouverte à la consultation, à la cogestion et à la participation à tous les niveaux, des gouvernements aux particuliers, en passant par les collectivités.

Nous sommes à l'heure de nouvelles relations entre les collectivités du nord et le gouvernement, entre le gouvernement et l'industrie et entre les industries et les collectivités du nord. Il s'agit d'un effort coopératif qui consiste à récompenser l'entreprise, à fixer des règles de participation claires et encourage la participation des résidents du nord à la construction de leur propre avenir.



## [Text]

The price shocks of the 1970s and the price collapse of the 1980s have all served to show the unpredictability of frontier energy markets. Northern business and northern peoples need a stable, flexible regime to allow for growth and maturity and, above all, to allow northerners to develop solutions at their own pace.

What we have here, Mr. Chairman, in Bill C-92 is a clear commitment to consultation and consensus.

In conclusion, Mr. Chairman, the new policy framework for oil and gas management in the north and the regulatory regime for safety and resource conservation proposed under Bill C-92, addresses the major elements of this government's northern policy.

First of all, it acknowledges existing aboriginal and treaty rights, the Inuvialuit settlement and is mindful of progress on land claims negotiations.

Secondly, it foresees northerners participating in decision-making under the principle of shared management.

Thirdly, it will offer to the northern oil and gas industry a clear, concise fiscal and rights regime.

Fourthly, it allows northern people and the northern business community an opportunity to seek jointly solutions within the parameters of economic realities.

Fifthly, it protects the public interest and is fair to investors from all countries and supports Canadian participation. It influences the timing, rate and location of resource activity and the effect of the economic value realized from oil and gas resources and their contribution to Canada's energy security.

I thank you, Mr. Chairman, for the opportunity to offer these words to the members of the committee. I look forward to the committee's speedy support for the bill. I am pleased to answer, to the best of my knowledge, any questions you or your colleagues may have.

**The Deputy Chairman:** Thank you very much, Minister. Senator Adams will be the lead-off questioner.

**Senator Adams:** Thank you, Mr. Chairman.

Minister, we had before the committee last week representatives of the Canadian Petroleum Association, who expressed their pleasure at the fact that the Crown no longer had a 25 per cent back-in interest in respect of oil and gas activity on Canada Lands. Under the new régime, there is a 50 per cent Canadian ownership criterion in respect of oil and gas development in Canada.

We know how expensive oil and gas exploration can be in the High Arctic. Very often, negotiations are difficult.

COPE now has a settlement claim, thereby allowing them to negotiate with the oil companies in respect of exploration and development activities on those lands.

## [Traduction]

Les crises des prix des années 70 et leur effondrement au cours des années 80 ont démontré le caractère imprévisible du marché de l'énergie des Terres domaniales. L'entreprise et les résidents du nord ont besoin d'un régime stable et souple pour que leur marché croisse et parvienne à maturité et surtout pour qu'eux-mêmes puissent trouver des solutions à leur propre rythme.

Monsieur le président, le projet de loi C-92 est un engagement clair en faveur de la consultation et du consensus.

En terminant, monsieur le président, les nouvelles règles de gestion du pétrole et du gaz dans le nord et la réglementation en matière de sécurité et de conservation des ressources proposées dans le projet de loi C-92 touchent aux principaux éléments de la politique du gouvernement concernant le nord.

Premièrement, le projet de loi reconnaît les droits des autochtones et les droits garantis par les traités, l'accord conclu avec le Inuvialuit, sans oublier le progrès des négociations concernant les revendications territoriales.

Deuxièmement, le projet de loi prévoit la participation des résidents du nord au processus décisionnel en vertu du principe de cogestion.

Troisièmement, le projet de loi offre à l'industrie pétrolière et gazière du nord un régime fiscal et des droits clairs et concis.

Quatrièmement, il offre aux résidents et à l'industrie du nord la possibilité de rechercher ensemble des solutions à l'intérieur de paramètres économiques réalistes.

Cinquièmement, le projet de loi protège l'intérêt public, il est équitable envers tous les investisseurs étrangers et il assure la participation canadienne. Le projet de loi influe sur le rythme et le choix du moment et du lieu de l'activité, sur la valeur économique provenant des ressources pétrolières et gazières et sur la contribution de ces ressources à la sécurité énergétique du Canada.

Je vous remercie, monsieur le président, de m'avoir permis de m'adresser aux membres du comité. J'espère que le comité accordera rapidement son appui au projet de loi. Je suis disposé à répondre au mieux de mes connaissances, aux questions de vos collègues.

**Le vice-président:** Merci beaucoup, monsieur le ministre. Le sénateur Adams posera la première question.

**Le sénateur Adams:** Merci, monsieur le président.

Monsieur le ministre, le Comité a entendu la semaine dernière des représentants de l'Association canadienne du pétrole qui ont exprimé leur satisfaction au sujet du fait que la Couronne ne détient plus d'intérêt de 25p. 100 à l'égard de l'activité pétrolière et gazière sur les terres du Canada. Le nouveau régime prévoit un taux de participation de l'industrie canadienne de 50p. 100 de la production de pétrole et de gaz au Canada.

Nous savons à quel point la prospection pétrolière et gazière peut être coûteuse dans l'Arctique. Les négociations sont très ardues.

Le CEDA est parvenu à un règlement, ce qui lui permettra de négocier avec les compagnies pétrolières au sujet de la prospection et de l'exploitation sur ces terres.

**[Text]**

I am wondering whether Bill C-92 affects such groups as the ITC, the Inuit Tapirisat of Canada. How will these people be protected when it comes to oil and gas exploration and development activity?

I realize that with the depressed price of oil right now, oil and gas development and exploration activity in the North is on the decline.

Perhaps you could elaborate on how Bill C-92 affects the various northern peoples.

**Mr. Crombie:** Thank you for your question, Senator Adams. Neither the COPE settlement nor the Inuvialuit claim are affected by Bill C-92. In fact, it is made clear in the bill that the settlement will continue. Therefore, any Inuvialuit claim with respect to the Crown share will continue.

Bill C-92 in no way affects the Inuvialuit claim.

As to other claims, Bill C-92 argues that the best source for revenue sharing through the land claims is the use of the funds coming from royalties.

**Senator Adams:** Do the royalties flow before a project is underway, or do they flow only after oil is discovered and developed?

I am wondering where the royalties will come from before the oil is actually discovered and developed in the Arctic.

**Mr. Crombie:** There is not much that can be done until the oil actually flows. There is no difference as between royalties and a Crown share in a project.

**Senator Adams:** A project could be 50 per cent foreign owned and 50 per cent Canadian owned. Given that you no longer have the 25 per cent Crown interest, how much control would you have over the activity that is going on? I am wondering how the activity will affect these communities in the North.

**Mr. Crombie:** Notwithstanding that there will no longer be the 25 per cent Crown interest, there will be royalties.

**The Deputy Chairman:** Would it be royalties only, or royalties plus any bonus considerations that are paid for the granting of an exploration permit?

Assuming an exploration permit is put out for tender and the industry bids dollars plus royalties, what happens to the dollars?

**Mr. Crombie:** You are not talking about the single-bid criteria that is in the bill. We are moving to the single-bid criteria, as outlined in the bill.

**The Deputy Chairman:** But I assume that that can contain several elements.

**Mr. Crombie:** Yes, it can.

**The Deputy Chairman:** And presumably one element could be a cash bonus?

**Mr. Crombie:** Yes.

**[Traduction]**

Je me demande si le projet de loi C-92 touche des groupes comme ITC, Inuit Tapirisat du Canada. Comment ces groupes seront-ils protégés en ce qui a trait à la prospection et de l'exploitation du pétrole et du gaz?

Je suis conscient qu'à cause de la baisse des prix du pétrole à l'heure actuelle, l'exploitation et la prospection de ces ressources Séricilite dans le nord.

Vous pourriez peut-être nous expliquer dans quelle mesure le projet de loi C-92 touche les résidents des diverses régions du nord.

**M. Crombie:** Merci de votre question, sénateur Adams. Ni l'accord du CEDA ni la revendication des Inuvialuit ne sont affectés par le projet de loi C-92. En fait, le projet de loi indique clairement que l'accord continuera. Par conséquent, toute revendication des Inuvialuit concernant la part de la Couronne sera maintenue.

Le projet de loi C-92 n'affecte en rien la revendication des Inuvialuit.

Quant aux autres revendications d'après le projet de loi C-92 la meilleure source de partage des revenus en ce qui concerne les revendications territoriales est l'utilisation des fonds provenant des redevances pétrolières.

**Le sénateur Adams:** Y a-t-il des redevances avant qu'un projet ne soit en marche ou seulement après que le pétrole est découvert et exploité?

Je me demande d'où proviendront les redevances avant que du pétrole ne soit découvert et exploité dans l'Arctique.

**M. Crombie:** Il n'y a pas grand-chose à faire avant que la production de pétrole ne débute. Il n'y a pas de différence entre les redevances et la part de la Couronne dans un projet.

**Le sénateur Adams:** Un projet pourrait appartenir à 50 p. 100 à des intérêts étrangers et à 50 p. 100 à des intérêts canadiens. Étant donné que la Couronne n'a plus d'intérêt de 25 p. 100, quel contrôle exerceriez-vous sur une activité en cours? Je me demande comment l'activité affectera les collectivités du nord.

**M. Crombie:** Bien que la participation de 25 p. 100 de la Couronne disparaisse, il continuera d'y avoir des redevances pétrolières.

**Le vice-président:** Est-ce que ce sera seulement des redevances ou des redevances plus toutes primes reliées à l'octroi d'un permis de prospection?

Supposons qu'un permis de prospection est mis en adjudication et que l'industrie fait une soumission en dollars plus des redevances, qu'advient-il des dollars?

**M. Crombie:** Vous ne parlez pas du critère concernant la soumission unique prévu dans le projet de loi. Nous appliquons le critère de soumission unique prévu dans le projet de loi.

**Le vice-président:** Mais je présume que cela peut contenir plusieurs éléments.

**M. Crombie:** Oui.

**Le vice-président:** Et un de ces éléments pourrait être une prime comptant?

**M. Crombie:** Oui.

## [Text]

**The Deputy Chairman:** And one could be a royalty share.

**Mr. Crombie:** Yes.

**The Deputy Chairman:** My question is: What happens to the cash bonus?

**Mr. Crombie:** There is nothing in Bill C-92 that diminishes the opportunity to negotiate, after discussion with the affected parties, what the conditions for the bid will be.

**The Deputy Chairman:** I was really thinking of the sharing of the benefits.

**Mr. Crombie:** That is the situation whether looked at from the point of view of the oil companies or from the point of view of the communities. One can then negotiate what would be the criteria for the single bid.

**The Deputy Chairman:** I assumed that to be the case, but I thought you were limiting the discussion to royalties. It is benefits, really.

**Mr. Crombie:** Absolutely. In fact, it can differ over time; it can differ over geography. It depends upon how the bid is organized and put out. In my judgement, that is a much better way of doing it.

**The Deputy Chairman:** That is the point Senator Adams was making.

**Mr. Crombie:** I misunderstood. I apologize.

**Senator Adams:** Bill C-92 is under the name of the Minister of Energy, Mines and Resources. As Minister of Indian Affairs and Northern Development, how much control do you have in respect of exploration and development on Frontier Lands?

**Mr. Crombie:** As Minister of Indian Affairs and Northern Development, I am responsible for these matters North of 60°.

**Senator Adams:** Under the present regime, does your department have more control now?

DIAND used to be responsible for all activity going on in the North. Will that still be the case under Bill C-92?

**Senator Watt:** In other words, will the Minister of Indian Affairs and Northern Development continue to be the Minister concerned with development in the North?

Natural resource development will come under the jurisdiction of a different minister.

**Mr. Crombie:** As I pointed out in my opening statement, I have two responsibilities, one for northern matters and one for native peoples. In the North, those two responsibilities come together.

**Senator Watt:** And will that continue to be the situation with the passage of C-92.

**Mr. Crombie:** Yes.

**Senator Adams:** The bill stands in the name of the Minister of Energy, Mines and Resources only, and I thought that per-

## [Traduction]

**Le vice-président:** Et ce pourrait être une part en redevances.

**M. Crombie:** Oui.

**Le vice-président:** Ma question est la suivante: qu'advient-il de la prime comptant?

**M. Crombie:** Rien dans le projet de loi ne diminue la possibilité de négocier, après discussion avec les parties concernées, afin de déterminer quelles seront les conditions régissant les soumissions.

**Le vice-président:** Je pensais en fait au partage des bénéfices.

**M. Crombie:** Voilà la situation qu'on envisage du point de vue des sociétés pétrolières ou de celui des communautés. Il est ensuite possible de négocier les critères s'appliquant à l'appel d'offres unique.

**Le vice-président:** C'est bien ce que je croyais, mais je pensais que vous vouliez vous en tenir aux redevances. Il s'agit plutôt de profits.

**M. Crombie:** C'est juste, mais tout dépend du moment où de la région. Tout dépend aussi de la façon dont la l'appel d'offres se présente. À mon avis, c'est une bien meilleure façon de le faire.

**Le vice-président:** C'est ce que le sénateur Adams disait.

**M. Crombie:** J'ai mal compris, je m'en excuse.

**Le sénateur Adams:** Le projet de loi C-92 est parrainé par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. En tant que ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, quel est votre rôle en ce qui touche l'exploration et le développement des terres domaniales?

**M. Crombie:** En tant que ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, je suis responsable de ces questions au nord de 60°.

**Le sénateur Adams:** Compte tenu du régime actuel, votre ministère joue-t-il maintenant un rôle plus actif dans ce domaine?

Le MAINC était autrefois responsable de toutes les activités de développement dans le Nord. Est-ce que ce sera toujours le cas aux termes du projet de loi C-92?

**Le sénateur Watt:** Autrement dit, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien continuera-t-il d'être responsable du développement du Nord?

La mise en valeur des ressources naturelles dépend d'un autre ministre.

**M. Crombie:** Comme je l'ai souligné dans ma déclaration préliminaire, mes responsabilités se partagent entre les questions touchant le développement du Nord et les autochtones. Dans le Nord, ces deux responsabilités ne font qu'une.

**Le sénateur Watt:** Est-ce que la situation demeurera la même après l'adoption du projet de loi C-92?

**M. Crombie:** Oui.

**Le sénateur Adams:** Comme seul le nom du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources figure sur le projet de



[Text]

haps the Minister of Indian Affairs and Northern Development no longer had control in this area North of 60.

**Mr. Crombie:** The mandate remains, and of course the responsibility to carry out the mandate rests with me.

**The Deputy Chairman:** Senator Watt, please.

**Senator Watt:** Minister, in reading through Bill C-92 I was somewhat puzzled by the use of the term "Frontier Lands".

As I understand it, this policy will apply to the High Arctic, what is called "frontier lands"; that is, anything that is under the federal jurisdiction within the coastal areas and certain of the offshore.

You have already made mention of the Inuvialuit claim. They most likely are well protected under their agreement. However, there are other peoples in the NWT who do not yet have a comprehensive land claims settlement. As well, there are some who as yet have not settled the matters under federal jurisdiction, such as the Inuit of Québec. There are also other Inuit groups who depend upon the coastal areas for their livelihood, those being from northern Labrador.

How are those groups protected?

I see no direct reference in the bill to the native peoples. Nor is there any direct reference to the collective rights when it comes to sharing in royalties.

When you are talking on behalf of the native peoples, are you talking in terms of collectiveness? Or are you talking of individual rights?

I would like to have that clarified.

**Mr. Crombie:** You have raised three points, the first of which dealt with the use of the term "Frontier Lands".

I appreciate the point you have raised. The word "frontier" for Northerners is that ancient understanding that somehow it is "up there; that it is not connected; that it is not used by people."

**Senator Watt:** I have difficulty with the concept as the term is used in Bill C-92.

**Mr. Crombie:** I might say that when I was in the northeastern part of the Soviet Union I came across a similar experience. The Chukchi word for "tundra" means "the place where you can go and get what you want"—entirely the reverse of the way in which we normally look at the north as being inaccessible, probably hostile and so on.

I do not know that Canada lands, which is the term in the old bill, offers the senator any greater comfort. If I had a chance to change the wording, I would. I think it was originally adopted by those who drafted the bill, who were looking for ways in which to distinguish it geographically from the Atlantic, the west and so on. However, the point is well taken.

**Senator Watt:** I would say to the minister that I made the same argument when the north of Quebec was called "New Quebec".

**Mr. Crombie:** That is even worse.

[Traduction]

loi, j'ai cru que le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien n'était peut-être plus responsable du développement de la région au nord du 60°.

**M. Crombie:** Le mandat du ministre demeure inchangé et je suis toujours responsable de l'accomplissement de ce mandat.

**Le vice-président:** La parole est à vous sénateur Watt.

**Le sénateur Watt:** Monsieur le ministre, je me suis étonné en lisant le projet de loi C-92, de l'utilisation du terme «terres domaniales».

Si je ne m'abuse, le nouveau régime s'appliquera au Grand Nord, ce qu'on appelle les «terres domaniales», c'est-à-dire tout ce qui relève du gouvernement fédéral à l'intérieur des régions côtières et de certaines régions au large des côtes.

Vous avez déjà fait allusion à la revendication des Inuvialuit. Cet accord les protège probablement très bien. Néanmoins, les revendications territoriales d'autre autochtones des T.-N.-O. ne sont pas encore réglées. En outre, certains autres groupes comme les Inuit du Québec n'ont pas encore réglé le cas des questions relevant du gouvernement fédéral. D'autres groupes Inuit comme ceux du nord du Labrador dépendent pour leur subsistance des régions côtières.

Comment ces groupes sont-ils protégés?

Je n'ai rien vu dans le projet de loi qui fasse allusion aux peuples autochtones. Il n'est pas non plus question des droits collectifs en ce qui a trait au partage des redevances.

Lorsque vous parlez des peuples autochtones, songez-vous à leurs droits collectifs ou à leurs droits individuels?

J'aimerais que cela nous soit précisé.

**M. Crombie:** Parlons d'abord de l'utilisation du terme «terres domaniales».

Je vous sais gré d'avoir soulevé la question. L'expression «terres domaniales» signifie pour les habitants du Nord «ces terres qui ne sont pas utilisées».

**Le sénateur Watt:** J'ai de la difficulté à comprendre ce concept compte tenu de son utilisation dans le projet de loi C-92.

**M. Crombie:** J'ai eu une expérience semblable dans le nord-est de l'Union soviétique. Dans la langue du pays, le mot «toundra» signifie «l'endroit où l'on peut aller et obtenir ce qu'on veut»; tout à fait l'inverse de la façon dont nous voyons normalement le nord comme un endroit inaccessible, voire hostile.

Je ne sais pas si le sénateur aurait préféré le terme «terres du Canada» qui figurait dans l'ancien projet de loi. Si je pouvais changer ce terme, je le ferais. Je crois que les rédacteurs du projet de loi voulaient essayer d'établir une distinction entre les terres de l'Atlantique, de l'Ouest, etc. J'en prends cependant bonne note.

**Le sénateur Watt:** Je dois dire que j'ai eu le même problème lorsqu'on a commencé à appeler le nord du Québec le «Nouveau Québec».

**M. Crombie:** L'expression était encore plus mal choisie.

[Text]

**Senator Watt:** But we were successful in changing that around.

**Mr. Crombie:** Respecting the word "frontier", I think there was a reason for its insertion. I appreciate the concern raised by the senator, Mr. Chairman.

With respect to the second matter on land claims, of course, the Inuit of Quebec are not affected by this bill at all. With respect to the Labrador Inuit and their claim, throughout the whole of the last 21 months there has been a desire stated publicly and in a number of forums to make sure that we respected the land claims and land claimant groups in any matter dealing with development in the north. I might say that clause 3 of the bill does deal with the aboriginal rights. This is the standard wording that has been used for a number of years. Clause 3 states:

Nothing in this Act abrogates or derogates from any aboriginal title, right or claim that pertained to the aboriginal peoples of Canada prior to the coming into force of this Act.

**Senator Watt:** All it says in English is that you cannot take away what you have already given, but I am talking about areas that have not yet been settled. That does not necessarily sufficiently cover the areas that still have to be dealt with down the road.

**Mr. Crombie:** Sure, but we have said in clause 3 that we are going to make sure that the space is clear, that any matter respecting a claim will be respected. Secondly, the appropriate place for all of these matters related to a claim is at the claims table. That is why we pursued with some vigour alternate ways to go about the development of a land claims policy. It is through the claims process as opposed to through this legislation that the flushing out of the claim will take place. What this legislation will do is make sure that it does not get in the road of any land claims process.

**Senator Watt:** What the minister is telling me is that Bill C-92 will not be a precedent over and above future claims.

**Mr. Crombie:** Absolutely; that is why it says in clause 3 that there is nothing in this act which abrogates or derogates from any aboriginal title, right or claim, and so on. Therefore, it will ensure, as has been the tradition, that the claims will be respected.

**Senator Watt:** I believe the minister appreciates my argument—how can you protect something you do not know of beforehand? That is my argument.

**Mr. Crombie:** That is why clause 3 does not deal with what the claim may or may not be. It simply says that whatever the claim will be, this act will not affect it.

**Senator Watt:** We can all say that, but when it comes down to the fine points, when it actually comes down to the negotiations, things may be different. When I begin negotiating with you, you will be on the other side of the table. When I start to outline my rights and say, for example, that third parties already have an interest in a particular area and that therefore you cannot put a claim on that, things may be different. I have

[Traduction]

**Le sénateur Watt:** Mais nous avons réussi à la faire changer.

**M. Crombie:** Je crois qu'il y avait une raison pour laquelle on a préféré l'expression «terres domaniales». Je sais gré au sénateur, monsieur le président, d'avoir attiré mon attention sur ce point.

Quant aux revendications territoriales, ce projet de loi n'a évidemment aucune incidence sur les revendications des Inuit du Québec. Quant aux Inuit du Labrador, le gouvernement s'est engagé publiquement à plusieurs reprises au cours des 21 derniers mois à respecter les revendications territoriales dans toutes les questions portant sur le développement du nord. L'article 3 porte en effet sur les droits autochtones. C'est le libellé qu'on utilise depuis plusieurs années. Je cite l'article 3:

La présente loi ne porte pas atteinte aux titres, droits ou revendications des peuples autochtones du Canada antérieurs à son entrée en vigueur.

**Le sénateur Watt:** Tout ce que l'article dit est qu'on ne peut pas leur enlever ce qui leur a déjà été donné, mais je songe aux questions qui n'ont pas encore été réglées. On oublie les questions qui devront être réglées plus tard.

**M. Crombie:** Oui, mais l'article 3 stipule qu'il sera tenu compte des revendications. Et ces questions doivent être traitées à la table des négociations. C'est pourquoi nous nous sommes efforcés d'élaborer une nouvelle politique en matière de revendications territoriales. Le règlement des revendications se fera par l'intermédiaire du processus approprié et non par voie législative. L'article vise seulement à s'assurer que le projet de loi ne porte pas atteinte aux revendications territoriales.

**Le sénateur Watt:** Vous nous assurez donc que le projet de loi C-92 ne prévaudra pas sur les revendications futures.

**M. Crombie:** C'est juste. C'est pourquoi l'article 3 précise que la loi ne porte pas atteinte aux titres, droits ou revendications... On s'assurera ainsi, comme par le passé, du respect des revendications.

**Le sénateur Watt:** Le ministre comprend sans doute où je veux en venir. Comment peut-on protéger l'issue d'une revendication future?

**M. Crombie:** C'est pourquoi l'article 3 ne définit pas de quelle revendication il s'agit. Il précise seulement que quelle que soit la revendication, la loi n'y portera pas atteinte.

**Le sénateur Watt:** C'est facile à dire, mais au moment des négociations, on verra peut-être les choses différemment. Vous serez de l'autre côté de la table à ce moment. Lorsque les autochtones exposeront leurs droits et diront, par exemple, que des tierces parties ont des intérêts dans un domaine particulier et qu'on ne peut pas permettre une revendication, les choses seront peut-être différentes. Ça m'est déjà arrivé et c'est pourquoi je vous pose la question.



[Text]

been in that predicament before and that is why I raise this point.

**Mr. Crombie:** I agree with that, but that basically has to do with the negotiation of the claim. Insofar as that claim relates to this legislation, Bill C-92 will not be part of the conversation. That is so because Bill C-92 will not affect the process you and I will be engaging in respecting the negotiation of a claim.

**Senator Watt:** Even Bill C-92 has already given the third parties a right. In other words, I can negotiate beyond that without even taking into consideration the third party.

**Mr. Crombie:** Mr. Chairman, surely the senator and I would agree that even the existing land claims policies, not to mention future ones, respect third party rights.

**Senator Watt:** I just wanted to have that point clarified, Mr. Chairman.

**Mr. Crombie:** Both the previous government and this government respects third party rights.

**Senator Watt:** What about the collective rights versus individual rights?

**Mr. Crombie:** Land claims are fundamentally or philosophically collective rights.

**Senator Watt:** Yes, but when you speak about royalties and so on, is that in terms of collective rights or does it encompass the individual rights of the participants in whatever activity might take place?

**Mr. Crombie:** The idea of royalties is neutral on the question of whether they will be applied individually or collectively. They could be applied to either.

**Senator Watt:** Take the NWT Inuit, for example. I am not from the Northwest Territories but I am speaking on behalf of the NWT Inuit, because I am pretty sure that this point will be raised and it is your concern. In fact, the point has already been raised. The NWT Inuit are still in the process of negotiating with the Canadian government in terms of Inuvialuit government, and they have been talking about not ending up with the same kind of agreement as that arrived at by the northern Quebec people. They will be entering into an agreement on the basis of revenue sharing, sharing the wealth of the territory. In other words, they will be building their collective rights into the society. Does Bill C-92 allow collective rights on the basis of collective rights entering into revenue sharing?

**Mr. Crombie:** Yes, it does.

**Senator Watt:** It does. Does it also open the door to individuals?

**Mr. Crombie:** Yes, it does do both. It does not deny either.

**Senator Watt:** Therefore, this is, in a sense, a mechanism, a sort of format by which to allow people to come to agreement?

**Mr. Crombie:** Yes, it provides a means by which to negotiate.

**Senator Watt:** Who are you negotiating with?

[Traduction]

**M. Crombie:** J'en conviens, mais cela touche à la négociation de la revendication. Le projet de loi C-92 n'y portera pas atteinte. Et c'est parce que le projet de loi C-92 ne touche pas au processus par lequel le règlement d'une revendication sera négocié.

**Le sénateur Watt:** Mais le projet de loi C-92 a déjà reconnu des droits à des tierces parties. Autrement dit, je peux négocier sans tenir compte de la tierce partie.

**M. Crombie:** Monsieur le président, le sénateur et moi pouvons convenir que la politique touchant les revendications territoriales actuelles, pour ne parler que d'elles, respecte les droits des tierces parties.

**Le sénateur Watt:** Je voulais simplement obtenir des précisions à ce sujet, monsieur le président.

**M. Crombie:** Ce gouvernement, comme le gouvernement précédent, respecte les droits des tierces parties.

**Le sénateur Watt:** Qu'en est-il des droits collectifs par rapport aux droits individuels?

**M. Crombie:** Les revendications territoriales portent essentiellement sur des droits collectifs.

**Le sénateur Watt:** Oui, mais lorsqu'on parle de redevances, est-ce qu'on songe aux droits collectifs ou aux droits individuels de chaque participant dans les activités qui peuvent avoir lieu?

**M. Crombie:** Le projet de loi ne le précise pas. Les redevances pourraient s'appliquer dans les deux cas.

**Le sénateur Watt:** Prenons l'exemple des Inuit des T.N.-O. Je ne viens pas des Territoires du Nord-Ouest, mais je parle en leur nom parce que je suis presque certain que cette question sera soulevée. En fait, elle l'a déjà été. Les Inuit des T.N.-O. négocient toujours avec le gouvernement canadien au sujet d'un gouvernement Inuvialuit et ils ne veulent pas se retrouver avec un accord comme celui conclu par les Inuit du nord du Québec. Ils veulent un accord prévoyant un partage des revenus et la richesse du territoire. Autrement dit, ils veulent faire reconnaître leurs droits collectifs par la société. Est-ce que le projet de loi C-92 reconnaît des droits collectifs au partage des revenus?

**M. Crombie:** Oui.

**Le sénateur Watt:** Oui. Est-ce qu'il reconnaît des droits individuels?

**M. Crombie:** Oui. Il s'oppose ni aux droits collectifs ni aux droits individuels.

**Le sénateur Watt:** Par conséquent, on peut dire qu'il s'agit d'un mécanisme favorisant un accord?

**M. Crombie:** Oui, il propose une base pour les négociations.

**Le sénateur Watt:** Avec qui négocieriez-vous?



*[Text]*

**Mr. Crombie:** With whoever shows up.

**Senator Watt:** Will it be the minister or the private companies negotiating?

**Mr. Crombie:** That depends on what we are talking about in the process of the exploration and development of oil and gas. Matters having to do with land claims, for example, are dealt with by my department.

**Senator Watt:** Will this move towards privatization?

**Mr. Crombie:** No.

**Senator Watt:** I raise that point because Senator Adams has indicated that the Government of Canada wants the Indians to hold 25 per cent shares. They are no longer holding 25 per cent shares, according to what he said. What remains within the Government of Canada to ensure that people still have to negotiate with the government?

**Mr. Crombie:** I suppose there are a couple of points. One is that this is a regime being laid down by the Government of Canada; it is a piece of legislation being passed by the Government of Canada.

**Senator Watt:** Who are the owners? That is my question.

**Mr. Crombie:** Who are the owners of what?

**Senator Watt:** Who are the owners of the oil and gas development? They could be anybody.

**Mr. Crombie:** The Government of Canada owns it. That gives the government the right to distribute the rights for exploration.

**Senator Watt:** I am trying to have this clear in my mind.

**Mr. Crombie:** Nothing has changed in that sense. It is owned by the crown.

**Senator Watt:** It still remains the property of the crown. If an oil company, let us say, has an interest in making a bid on certain development, whatever the geographical area might be, it might be better off to enter into a joint agreement beforehand with a native group and then go to the Canadian government. Is that what you are saying?

**Mr. Crombie:** Yes, I agree with that, senator.

**Senator Watt:** I would simply like to have it clear. I do not want to put words in your mouth.

**Mr. Crombie:** No, no, you are not doing that.

**Senator Olson:** Mr. Chairman, I would like to ask the minister about the single bidding and his contention on page 8 of his statement that the best bid system is fair, will ensure protection, and so on. Senator Doody says that it is great language; I did not say that because I have in mind my next question, which is: Is there a definition for the term "best bid" anywhere in the bill? When I talk about a definition, I realize that you are going to make some regulations by which to administer the

*[Traduction]*

**M. Crombie:** Avec quiconque se présentera.

**Le sénateur Watt:** Est-ce que ce sera le ministre ou les sociétés privées qui négocieront?

**M. Crombie:** Cela dépend de ce qui est en cause dans le processus d'exploitation et d'exploitation. C'est mon ministère qui s'occupe, par exemple, des revendications territoriales.

**Le sénateur Watt:** Est-ce que c'est un pas vers la privatisation.

**M. Crombie:** Non.

**Le sénateur Watt:** Je le souligne parce que le sénateur Adams a dit que le gouvernement du Canada veut que les Indiens détiennent 25 p. 100 des actions. Selon lui, ils ne détiennent plus 25 p. 100 des actions. Qu'entend faire le gouvernement du Canada pour s'assurer qu'il faut encore négocier avec lui?

**M. Crombie:** Je suppose qu'il y a certains points à mentionner. Le premier est qu'il s'agit d'un régime proposé par le gouvernement du Canada; c'est une mesure législative adoptée par le gouvernement du Canada.

**Le sénateur Watt:** Oui sont les propriétaires? C'est ce que je voudrais savoir.

**M. Crombie:** Qui sont les propriétaires de quoi?

**Le sénateur Watt:** Qui sont les propriétaires des exploitations gazières et pétrolières? Il pourrait s'agir de n'importe qui.

**M. Crombie:** Le gouvernement du Canada. Cela lui donne ainsi le pouvoir d'accorder des droits d'exploitation.

**Le sénateur Watt:** Je voudrais que tout soit clair dans mon esprit.

**M. Crombie:** Rien n'a changé à cet égard. La Couronne est propriétaire.

**Le sénateur Watt:** Cela demeure donc la propriété de la Couronne. Si une société pétrolière, disons, avait l'intention de présenter une offre à l'égard d'un certain projet, peu importe la région géographique, elle aurait donc intérêt à conclure au préalable un accord avec un groupe d'autochtones pour ensuite aller trouver le gouvernement canadien. Est-ce ce que vous voulez dire?

**M. Crombie:** Oui, je suis d'accord sur ce point, sénateur.

**Le sénateur Watt:** J'aimerais tout simplement que les choses soient claires. Je ne veux surtout pas vous faire dire ce que vous n'avez pas dit.

**M. Crombie:** Non, je comprends.

**Le sénateur Olson:** Monsieur le président, j'aimerais interroger le ministre au sujet de l'offre unique et de l'énoncé à la page 8 de sa déclaration selon lequel le régime de la meilleure offre est juste et assurera la protection voulue, etc. Le sénateur Doody affirme que ces paroles parlent d'elles-mêmes; je n'irais pas moi-même jusque-là à cause de la prochaine question que j'ai à poser et qui est la suivante: trouve-t-on quelque part dans le projet de loi une définition de l'expression «meilleure offre»?

**[Text]**

statutory provisions when this bill becomes a statute, but I am curious about how you are going to get to that point, who you are going to put in charge and so on. I do not believe that the bill has defined what the best bid is going to be. There has been some mention about whether it would only encompass royalties or whether it would include a bonus at the beginning or a combination of those and other things. That is why I wonder about the definition. Perhaps you could help us understand how you are going to get what you would call the "best bid"?

**Mr. Crombie:** The first cut at it would be to say that the best bid is that which meets the criteria that are established. The second cut at it is with respect to the criteria being used, the criteria being negotiated.

**Senator Olson:** But the criteria being established are the five or six points you outline at the end of your statement, are they not?

**Mr. Crombie:** Those and other matters. Those principles, if you like, that govern the government's action in the development of those criteria may change over time, over geography or both. Therefore, they will be the basic way in which the bid is developed. Then the bid is put out, but that will be done with everybody knowing who is going to bid, whether it involves royalties, community participation or whatever. Then people bid money; it is quantifiable. The people bid on the basis of the criteria that are established through negotiations and discussions. The government is responsible for the development of the criteria that will be used for the bid and then the best bid will be that which offers the highest available for the bid that was put out.

Perhaps there is a better way to put that. Mr. Carruthers is here to help me if that is not satisfactory.

**Senator Olson:** I understand what you have just said except that I am not quite clear on the amount of discretion and the criteria as to the value that would be put on various portions of the bid. For example, you may get a bid that allows for or provides or offers, whatever the right terminology would be, a percentage as a royalty and the certain number of dollars the Chairman mentioned a few moments ago as a bonus. How are you going to decide which is the best of those? Is there going to be some board that will make such decisions after you have received the bid or are you going to give the people who would be interested in submitting a bid the criteria on how they should construct their bidding?

**Mr. Crombie:** I am assuming that the weighting—we have had this discussion before—will be known.

**Mr. Jeff Carruthers, Deputy Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Indian Affairs and Northern Development:** May I add to the minister's com-

**[Traduction]**

Lorsque je parle de définition, je me rends compte que vous allez adopter certains règlements qui régiront l'administration des dispositions statutaires lorsque le projet de loi sera devenu loi, mais je serais curieux de savoir comment vous allez y arriver, à qui vous en confierez l'administration et ainsi de suite. Je ne pense pas qu'on trouve dans le projet de loi une définition de ce qu'on considérera comme la meilleure offre. Il a été question qu'elle n'englobe que des redevances ou qu'elle comporte un bonus au début ou une combinaison de ces deux facteurs et d'autres encore. C'est pourquoi je m'interroge sur la définition. Peut-être pourriez-vous nous aider à comprendre comment vous arriverez à obtenir ce que vous appelez la «meilleure offre»?

**M. Crombie:** Premièrement, la meilleure offre sera celle qui satisfera aux critères établis. Deuxièmement, il s'agira de définir les critères utilisés ou négociés.

**Le sénateur Olson:** Mais les critères établis ne sont-ils pas les cinq ou six points que vous avez exposés au début de votre déclaration?

**M. Crombie:** Ceux-là et d'autres encore. Les principes, si je peux m'exprimer ainsi, qui guident le gouvernement dans l'élaboration de ces critères peuvent changer en fonction du moment ou de la région ou des deux. C'est donc à partir de ces critères que l'offre sera élaborée. Puis, elle sera rendue publique et tout le monde saura à ce moment-là qui l'a présentée, si elle comporte des redevances, si elle fait appel à la participation de la collectivité et ainsi de suite. Les soumissions présentées comportent toujours une somme d'argent; elles sont quantifiables. Les gens soumissionnent en fonction des critères établis par la voie de négociations et de discussions. C'est au gouvernement que revient la responsabilité d'élaborer les critères qui seront utilisés et la meilleure offre sera celle en vertu de laquelle le plus sera offert.

Il y aurait peut-être une meilleure façon de dire les choses. M. Carruthers est ici pour me venir en aide si cette explication ne vous satisfait pas.

**Le sénateur Olson:** Je comprends ce que vous venez de dire sauf que je ne sais pas au juste quelle sera l'étendue du pouvoir discrétionnaire et les critères utilisés quant à la valeur de divers experts de de l'offre. Par exemple, vous pourriez vous retrouver avec une soumission qui prévoit ou offre, peu importe les termes que vous voudrez utiliser, un pourcentage en tant que redevance et le montant d'argent dont a parlé tout à l'heure le président sous la forme d'un boni. Comment allez-vous décider quelle formule est la meilleure? Y aura-t-il création d'un conseil quelconque qui prendra la décision après que vous aurez reçu les offres ou informerez-vous les gens qui seraient intéressés à soumissionner des critères dont ils devraient s'inspirer?

**M. Crombie:** Je suppose, comme nous en avons d'ailleurs déjà discuté, que les gens seront informés de ce qu'ils doivent savoir.

**Mr. Jeff Carruthers, sous-administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère des Affaires indiennes et du Nord:** Je me permettrai d'ajouter aux observa-



## [Text]

ments? This bill in a sense provides two parts of the bidding process. The part that you are talking about is a "single bid" criterion. For example, how much money are you going to offer for these rights. The method is extremely simple. It is determined by who bids the most. It is not a case of waiting. If it is done on a dollar basis, you open the three envelopes and whoever offers the most wins. The other part of the bid, as the minister pointed out in his opening statement, allows the government, in consultation with affected parties, to set a number of minimums, basically entry fees, to be considered. For example, "Your bid must meet this thing on employment or this thing on community participation." The royalty regime is really fiscal. It will be set by regulation. This bill allows for royalties that are revenue sharing with affected groups, but such agreements will be part of a different piece of legislation, a northern accord or a land claim. Picking the winner under this bid system is very simple: you look at the highest amount.

**Mr. Crombie:** But the criteria are more complex.

**The Deputy Chairman:** Let me try to understand what you have said. If one company bid \$10 per acre and offers a 50 per cent royalty, would the royalty part be under a separate regime and not under the bidding process?

**Mr. Carruthers:** No. It would depend on what the government, the minister in consultation with affected parties, decided what would be the biddable one. If the biddable one was the royalty level that would be offered to a community, that would be the one you would look at. If it was cash, it would be the \$10 or \$15 or \$20.

**The Deputy Chairman:** Could it be a mix?

**Mr. Carruthers:** No. The whole idea is to set one, not a mix.

**Senator Olson:** You said a minute ago that the best bid could be a combination of several factors. Perhaps I misunderstood you.

**Mr. Jacques Gérin, Associate Deputy Minister (North), Department of Indian Affairs and Northern Development:** There is only one criterion upon which the companies will compete against each other, whether it be cash, number of workers or royalties. All companies that bid are required to meet a set of criteria established in advance. So, as Mr. Carruthers said, there will be two steps. The first step is that you reach agreement with all parties, including the community on a set of minimum criteria. These are not open for negotiation. For example, the agreement might include the criterion that everybody provides a minimum number of jobs.

**Mr. Crombie:** They are called the preconditions.

**Senator Olson:** They are minimum but they are not fixed?

## [Traduction]

tions du ministre. En un sens, le projet de loi contient des dispositions à l'égard de deux étapes du processus d'offre. Celle dont vous parlez concerne le critère applicable à l'offre unique, combien d'argent êtes-vous prêt à offrir pour ces droits? La méthode est extrêmement simple. Le soumissionnaire qui présente l'offre la plus élevée l'emporte. Cela n'entraîne aucun délai. Si l'argent était le principal critère, vous ouvririez les trois enveloppes et accorderiez le contrat au soumissionnaire qui offre le plus. L'autre partie de la soumission, comme le ministre l'a indiqué dans sa déclaration préliminaire, permet au gouvernement, de concert avec les parties intéressées, de fixer un certain nombre de droit dont il faut tenir compte. Par exemple, l'offre doit satisfaire à tel ou tel critère concernant l'emploi ou la participation communautaire. L'aspect redevances relève de la fiscalité. Des règlements seront établis. Le projet de loi prévoit des redevances sous la forme de recettes que se partageront les groupes intéressés, mais pareilles ententes feront partie d'une loi distincte, d'un accord septentrional ou d'une revendication foncière. En vertu du système d'offres, il est très simple de choisir le gagnant étant donné que celui qui présente la soumission la plus élevée l'emporte.

**M. Crombie:** Mais les critères sont plus complexes.

**Le vice-président:** Laissez-moi essayer de comprendre ce que vous venez de dire. Si une société soumissionne à 10 \$ l'acre et offre une redevance de 50 p. 100, cela veut-il dire que la redevance tomberait sous le coup d'un régime distinct plutôt que d'être assujettie au processus d'offre?

**M. Carruthers:** Non. Tout dépendrait sur quoi le gouvernement, le ministre de concert avec les parties intéressées, décideraient de faire porter l'offre. Si l'offre devrait porter sur le niveau des redevances offertes à une collectivité, ce serait alors la chose à considérer. S'il était question d'argent, ce serait la somme de 10, 15 ou 20 \$.

**Le vice-président:** Pourrait-il s'agir d'une combinaison de facteurs?

**M. Carruthers:** Non. L'objectif est de prévoir un critère, non une série de critères.

**Le sénateur Olson:** Vous avez dit il y a une minute que la meilleure offre pourrait consister en une combinaison de plusieurs facteurs. Je vous ai peut-être mal compris.

**M. Jacques Gérin, sous-ministre adjoint (Nord), ministère des Affaires indiennes et du Nord:** Il n'est qu'un seul critère à l'égard duquel les sociétés se livreraient concurrence, qu'il s'agisse d'argent, du nombre de travailleurs ou des redevances. Toutes les sociétés qui présentent une offre doivent satisfaire à une série de critères établis à l'avance. Ainsi, comme M. Carruthers l'a dit, il y aurait deux étapes. La première consisterait à s'attendre avec toutes les parties, y compris la collectivité, sur une série de critères de base. Il n'y aurait pas de place pour la négociation à ce niveau-là. Par exemple, l'accord pourrait comporter comme critère que chacun crée un nombre minimal d'emplois.

**M. Crombie:** Il s'agit de ce qu'il est convenu d'appeler les conditions préalables.

**Le sénateur Olson:** Il s'agit de critères de base, mais qui ne sont pas fixes.



[Text]

**Mr. Gérin:** Yes, they are.

**Senator Olson:** But they could be more.

**Mr. Crombie:** They are negotiated, then fixed, and then they become preconditions.

**Senator Doody:** They vary from bid to bid?

**Mr. Crombie:** Yes, from bid to bid, over geography and time.

**Senator Doody:** But everybody bids on the same package for a given bid?

**Mr. Crombie:** Yes.

**The Deputy Chairman:** And there is only one element with respect to which they bid?

**Mr. Gérin:** Yes.

**Mr. Carruthers:** But they all meet those minimum criteria.

**Senator Doody:** And everything else is established beforehand.

**Mr. Carruthers:** And, for example, a company might say that it is going to give more than the minimum, which is okay, but that will not win it the bid.

**The Deputy Chairman:** Then why would they do it?

**Senator Olson:** To get the interest assigned to them, I presume. Minister, perhaps I should not be answering your questions. Go ahead.

**Mr. Crombie:** That was pretty good.

**Senator Olson:** I was looking at Part III, under which exploration licences are issued, and also at clause 84 which deals with definitions, and I was not able to determine how the criteria will be set down so that you get to the fixed terms and conditions which will be issued, so that companies know the basis for their bids. I suppose some of that will come in the regulations. I thank you for what you have said. It has clarified to some extent that combination of factors you mentioned a few minutes earlier that would have made it difficult for someone to apply discretion as to what each factor in the bid is worth—for example, whether 40 per cent royalty is worth the same as \$50 per acre.

**Senator Watt:** I would like to come back to the royalty question. Let us assume that I, an aboriginal person, live in a certain geographical area and that from time immemorial I have had traditional use and occupancy rights, both on the land and in the water. I come to you, minister, in an attempt to get some benefits from the developments that are taking place in that geographical area in which I have those aboriginal rights. Can I consider those aboriginal rights in that geographical area as part of the equity in my bid? For example, my land is worth so much money and I would like to enter into a joint venture with you on that basis. Can aboriginal rights relating to the land be considered as part of the equity? Let us say, also, that I have the cash and that, therefore, you would make up the difference and I would not put in anything else. Does the revenue sharing

[Traduction]

**M. Gérin:** Oui, ils le sont.

**Le sénateur Olson:** Mais il pourrait y avoir plus de critères.

**M. Crombie:** Ils sont négociés, puis fixés, pour ensuite devenir des conditions préalables.

**Le sénateur Doody:** Ces critères varient-ils d'une offre à l'autre?

**M. Crombie:** Oui, d'une offre à l'autre, selon la région géographique et le moment.

**Le sénateur Doody:** Mais chacun soumissionne à l'égard des mêmes éléments pour une offre donnée?

**M. Crombie:** Oui.

**Le vice-président:** Et il n'y a qu'un seul élément à l'égard duquel les soumissionnaires font une offre?

**M. Gérin:** Oui.

**M. Carruthers:** Mais ils doivent tous satisfaire à ces critères de base.

**Le sénateur Doody:** Et tout le reste est établi à l'avance.

**M. Carruthers:** Une société pourrait par exemple s'engager à offrir plus que le minimum, ce qui est valable, mais son offre ne serait pas retenue pour autant.

**Le vice-président:** Pourquoi le ferait-elle alors?

**Le sénateur Olson:** Pour obtenir le titre je suppose. Monsieur le ministre, je ne devrais peut-être pas répondre aux questions à votre place. Allez-y.

**M. Crombie:** Vous vous débrouillez bien.

**Le sénateur Olson:** J'examinais la partie III, en vertu de laquelle des permis d'exploration seraient délivrés, et également l'article 84 qui porte sur les définitions, et je n'arrivais pas à déterminer comment les critères seront établis de façon à en arriver aux modalités afin que les sociétés sachent sur quoi faire porter leur offre. Je suppose que tout sera précisé dans les règlements. Je vous remercie de votre intervention. J'ai maintenant une idée un peu plus claire de la combinaison au sujet de laquelle je vous avais mal compris quelques minutes auparavant. Ainsi, la personne qui aurait à prendre la décision aurait de la difficulté à juger de la valeur à accorder à chaque facteur de l'offre. Par exemple, il lui faudrait décider si une redevance de 40 p. 100 vaut la même chose que la somme de 50 \$ l'acre.

**Le sénateur Watt:** J'aimerais en revenir à la question des redevances. Supposons que je sois autochtone, que je demeure dans une région géographique précise et que depuis des temps immémoriaux je jouisse de droits à la propriété tant sur les terres que sur les eaux. Je m'adresse à vous, monsieur le ministre, pour essayer de tirer profit de certains des avantages qui découleront des projets entrepris dans cette région géographique sur laquelle j'ai des droits ancestraux. Puis-je considérer ces droits ancestraux dans la région géographique comme une partie de l'actif de mon offre? Par exemple, mes terres valent tant et j'aimerais participer à un projet conjoint avec vous sur cette base. Les droits ancestraux relatifs à une terre peuvent-ils être considérés comme une partie de l'actif? Disons également que j'ai en main la somme voulue et que vous assumeriez la différence de sorte que je n'aurais pas à ajouter quoi que ce

**[Text]**

work in that way? You see, I already have the land, but you have not reached a settlement with me.

**Mr. Crombie:** Are you speaking as an individual or collectively?

**Senator Watt:** Collectively.

**Mr. Crombie:** The answer is yes.

**Senator Watt:** Perhaps I should renew the James Bay agreement.

**Mr. Crombie:** We are doing that already.

**Senator Adams:** Subclause 10(2) mentions the Territorial Lands Act. Is this provision carried out by the legislature, the territorial council or the commissioner?

**Mr. Crombie:** Perhaps Mr. Carruthers can answer your question.

**Mr. Carruthers:** Basically, this clause provides that if land is withdrawn from disposition under the Territorial Lands Act, it will automatically be withdrawn under this act. In that way, you will not have one act giving rights and the other act not giving rights. It is merely for the sake of consistency between the two pieces of legislation.

**Senator Adams:** But this legislation does not affect the Territorial Lands Act?

**Mr. Carruthers:** No, it is the other way round. If something under the Territorial Lands Act were withdrawn, it would automatically be withdrawn under this act.

**The Deputy Chairman:** If there are no further questions, on behalf of the committee, Mr. Minister, I would like to express our appreciation to you and your officials for appearing here this evening. Thank you.

The committee adjourned.

**[Traduction]**

soit d'autre. Le partage des revenus fonctionne-t-il de cette façon? Vous voyez, je suis déjà propriétaire des terres, mais vous n'avez pas conclu d'accord avec moi.

**M. Crombie:** Parleriez-vous en tant que particulier ou membre d'une collectivité?

**Le sénateur Watt:** En tant que membre d'une collectivité.

**M. Crombie:** La réponse est oui.

**Le sénateur Watt:** Je devrais peut-être renouveler la convention de la Baie James.

**M. Crombie:** C'est ce que nous faisons déjà.

**Le sénateur Adams:** Il est question au paragraphe 10(2) de la Loi sur les terres territoriales. Cette disposition s'applique-t-elle à l'assemblée législative, au conseil territorial ou au commissaire?

**M. Crombie:** M. Carruthers pourrait peut-être répondre à votre question.

**M. Carruthers:** Cette disposition prévoit que si des terres sont mises à part sous le régime de la Loi sur les terres territoriales, elles le seront automatiquement également sous celui de la loi qui nous intéresse. Ainsi, vous ne pourrez avoir une loi en vertu de laquelle des titres seraient octroyés et une autre prévoyant le contraire. Des mesures ont été prises pour que les deux textes législatifs soient uniformes.

**Le sénateur Adams:** Mais cette loi ne change rien à la Loi sur les terres territoriales?

**M. Carruthers:** Non, c'est plutôt le contraire. Si des terres étaient mises à part en vertu de la Loi sur les terres territoriales, elles le seraient automatiquement en vertu de la loi à l'étude.

**Le vice-président:** S'il n'y a pas d'autres questions, j'aimerais vous remercier au nom du Comité vous, monsieur le ministre, et vos représentants d'avoir bien voulu comparaître devant nous ce soir.

La séance est levée.











*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From the Department of Indian Affairs and Northern Development:*      *Du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien:*

Mr. Jacques Gérin, Associate Deputy Minister (North);  
Mr. Park Sullivan, Acting Director, Northern Oil and Gas  
Management and Major Projects Directorate;  
Mr. Jeff Carruthers, Deputy Administrator, Canada Oil &  
Gas Lands Administration.

M. Jacques Gérin, sous-ministre associé (Nord);  
M. Park Sullivan, directeur intérimaire, Direction de la ges-  
tion du pétrole et du gaz du Nord et des projets spéciaux;  
M. Jeff Carruthers, sous-administrateur, Administration du  
pétrole et du gaz des terres du Canada.





71  
C27  
E55



THE SENATE OF CANADA

# **OIL MARKETING: 1986**

**Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources**

**JUNE 1986**





First Session  
Thirty-third Parliament 1984-85-86

SENATE OF CANADA

Première session de la  
trente-troisième législature 1984-1985-1986

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

Wednesday, June 25, 1986

Le mercredi 25 juin 1986

Issue No. 32

Fascicule n° 32

**Twenty-seventh proceedings on:**  
The National Energy Program

**Vingt-septième fascicule concernant:**  
Le programme énergétique national

**FIFTH REPORT OF THE COMMITTEE**

**CINQUIÈME RAPPORT DU COMITÉ**





## MEMBERSHIP OF THE COMMITTEE

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*

The Honourable R. James Balfour, *Deputy Chairman*

and

The Honourable Senators:

Adams, Willie	Kenny, Colin
Barootes, E.W.	Lefebvre, Thomas H.
Bell, Ann Elizabeth	Lucier, Paul
Doody, C. William	*MacEachen, Allan J., P.C.
*Frith, Royce	Olson, H.A., P.C.
Hays, Daniel	*Roblin, Duff, P.C.
Kelly, William M.	

\**Ex officio* Members

Research Staff:

Dean N. Clay, Energy Consultant  
Lawrence A. Harris, Economics Consultant

Administrative Staff:

Karen E. Wheeler, Administrative Assistant to the Committee

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## ORDER OF REFERENCE

Extract from the *Minutes of the Proceedings of the Senate*, December 18, 1984:

"The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Petten:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorised to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the papers and evidence received and taken on the subject and the work accomplished during the Second Session of the Thirty-Second Parliament be referred to the Committee;

That the Committee be authorised to meet during an adjournment of the Senate;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and  
The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*





## **REPORT OF THE COMMITTEE**

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources  
has the honour to present its

### **FIFTH REPORT**

Your Committee, which was authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, has, in obedience to the Order of Reference of December 18, 1984, proceeded to that inquiry and now presents its final report.



## TABLE OF CONTENTS

	<b>Page</b>
<b>RECOMMENDATIONS</b>	1
<b>FOREWORD</b>	3
<b>SECURITY OF OIL SUPPLY</b>	7
A.    Oil Security in a New Market Environment	7
B.    A Working Definition of Security of Supply	10
<b>PRICE STABILIZATION</b>	13
A.    Price Support for Conventional Oil Production	14
B.    Options for Assistance to Nonconventional Oil Projects	16
C.    Floor Price Mechanism for Oil Sands Projects	17
D.    Funding the Assistance to the Industry	18
E.    Monitoring Posted Prices	20
F.    Consumer Concerns	22
G.    Monitoring the Petroleum Industry	23
<b>UPSTREAM ISSUES</b>	27
A.    The Pricing of Crude Oil	27
B.    Prorationing and Supplementary Sales	29
C.    Enhanced Recovery and Well Suspensions	31
<b>DOWNSTREAM ISSUES</b>	33
A.    Competition	33
B.    Wholesale Product Pricing	36
C.    Role of Independent Marketers	37
D.    Exchange Agreements Between Refineries	37
E.    Product Imports/Exports	38
F.    Retail Gasoline Prices	38
<b>APPENDIX A: WITNESSES</b>	41
<b>APPENDIX B: SUBMISSIONS</b>	45
<b>MINUTES OF PROCEEDINGS</b>	47





## RECOMMENDATIONS

---

1. The Committee recommends that financial assistance, limited in amount and duration, be extended to producers of conventional oil through a program which will ensure that smaller producers receive the principal benefit. (page 14)

2. The Committee recommends that financial assistance be extended to producers of nonconventional oil. This assistance could take the form of a floor price for all existing production and limited loan guarantees for new projects. (page 18)

3. The Committee recommends that the federal government monitor Canadian posted prices to identify any significant deviations from Chicago postings. If Canadian producers consistently receive lower values for their oil, the government should consider instituting an administered price. (page 20)

4. The Committee recommends that a monitoring group be charged with scrutinizing petroleum product prices in the interest of maximizing competition and minimizing costs to the consumer. Findings should be made public on a regular basis. (page 23)





## FOREWORD

---

The petroleum business has changed radically since the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources released its August 1985 study, *Canadian Energy Policy: An Interim Report*. The recent dramatic slide in world oil prices has confirmed once again that the only certainty in the international petroleum market is the certainty of change.

Within a span of 13 years, the world has had to cope with an oil embargo, two sudden price increases and the current price decline. Governments, the private sector and individuals have struggled to make rational decisions in an environment where little is clear or predictable. In such a situation, government policy must be flexible to accommodate erratic movements in energy prices.

This Committee began its study of oil marketing in Canada six months ago. At the time of our first meeting on January 23, 1986, Imperial Oil was posting a price of Cdn\$30.21 per barrel for light crude oil in Edmonton, down from a peak value of \$39.90 on December 11, 1985. On the date of our final public hearing on May 12th, Imperial Oil's posting stood at \$19.72 per barrel, up from a low of \$16.70 on April 19th. A price decline of almost 60% in little more than four months left the Committee attempting to focus on a rapidly moving target.

In conducting this investigation, the Committee heard 15 organizations and individuals in public hearings and two groups at *in camera* meetings, while receiving ten additional submissions from other interested parties (see Appendices A and B). The Chairman and the Manager, Economics Department of the Alberta Energy Resources Conservation Board spent a day in Ottawa working with our research staff, clarifying a number of issues surrounding Alberta's oil production.

The Committee endeavoured to learn how prices are established for oil from the wellhead through to the consumer. We have not been fully satisfied with the results. There are numerous discrepancies and contradictions in the testimony and it is not entirely clear how prices are set and who derives what revenue in the process.

One of the motives for conducting this study has been to help the public understand the new environment of Canadian oil supply, demand and trade. Some of the problems which have been described to the Committee are transient — the passage of time will see their resolution and government intervention is not warranted. In other cases, difficulties will persist and must be addressed by policy-makers at the federal or provincial levels.

In its Interim Report of August 1985, the Committee observed:

The oil problem has not disappeared; it is merely dormant. This period of relative calm should be used to plan carefully for a more secure energy future, one which minimizes the importance of oil and our reliance on imports.

The "period of relative calm" did not last very long. The Committee's concern with oil problems reappearing in the longer run is even stronger today. It is our opinion that low oil prices, should they persist, will lead directly and quickly to an increasing dependence on foreign crude if action is not taken now to forestall this development. Consequently, the issue of energy security is as prominently featured in this Report as it was in the 1985 study.

The Restrictive Trade Practices Commission released its three-volume five-year study, *Competition in the Canadian Petroleum Industry*, on June 13, 1986. In the few days that the Committee has had to examine this document, we find that our observations on Canadian oil marketing generally agree with those of the Commission in the areas of common interest. Like the Commission, we found no evidence of collusion in the petroleum industry. Nonetheless, some industry practices can gradually erode competition if not carefully monitored. Rack pricing, non-petroleum use covenants, managed accounts and long-term exchange agreements are examples of practices which concern the Committee with their potential for restraining competition.

The Committee has also concluded that the Canadian petroleum industry is in sufficient difficulty to warrant support from government — support limited, however, in amount and duration. Our Report discusses several options for assisting the industry through a very trying period of adjustment.

The dramatic slowdown in frontier exploration activity, in large measure a result of the Petroleum Incentives Program (PIP) being terminated, has had a serious

mpact on Northern Canada. In anticipation of petroleum development, northerners were encouraged to acquire new skills, expand their business activities and adapt to a southern workstyle. Northerners have had their lives irrevocably changed by petroleum exploration activity and they should not be overlooked by a Government acting to assist other Canadians.

The Committee thanks the many individuals and organizations who have assisted it during this investigation.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "Earl A. Hastings". The signature is fluid and cursive, with the first name "Earl" being particularly prominent.

Earl A. Hastings  
*Chairman*

une 25, 1986





## SECURITY OF OIL SUPPLY

---

### A. Oil Security in a New Market Environment

In its Interim Report of August 1985, this Committee spoke of a sense of complacency in energy policy-making and a lack of concern about future oil supply in Canada. We see no reason to alter that opinion today. In fact, the current depressed price of oil strengthens our concern. Lower prices for oil products, if they prevail for some years, will tend to increase demand while reducing the domestic availability of crude oil in the 1990s.

Committee members see no grounds for complacency in projections of the Energy Resources Conservation Board of Alberta (ERCB), which in 1985 oversaw the production of approximately 84% of Canada's crude oil. According to the Board, if prices are slow in recovering, productive capacity could be as much as 150,000 barrels per day (11%) lower in 1990 than forecast in its March 1985 report, *Alberta Oil Supply 1985-2010*.

Low prices for crude oil reduce future oil availability through four principal mechanisms.

- Reduced activity in conventional oil exploration leads to lower rates of reserve additions as less new oil is found than forecast in the higher price regime.
- Development of bitumen and heavy oil deposits is retarded because of their high cost of production, lowering the future availability of crude oil from these sources.
- Wells with high water/oil ratios or with low-rate production are suspended because their operation becomes uneconomic, shutting in known oil in marginal pools.

- New enhanced oil recovery schemes are deferred or cancelled because of their large front-end costs, reducing the ultimate recovery of conventional light and heavy crude.

Because of the time lags involved, these effects show up as lower productive capability some years later. They also result in the resource being less efficiently exploited — a larger percentage of the discovered oil is left in the ground.

The ERCB has calculated what effect low prices will have in the future on each component of Alberta's output of crude oil and equivalent: namely, conventional light and medium crudes, conventional heavy oil, synthetic crude from integrated tar sands plants and regional upgraders, crude (non-upgraded) bitumen, and pentanes plus (derived from processing raw natural gas but normally added to oil refinery feedstocks). The largest impact comes from the failure to expand gross bitumen production (synthetic crude and crude bitumen).

The Committee continues to believe, as it stated last summer, that energy conservation, oil substitution and the development of alternative energy options should be vigorously promoted in the national interest. Some of the provincial governments evidently hold a similar opinion, evidenced by the notable success that they have had in recent years in reducing their dependence upon oil. Quebec and Atlantic Canada are leaders in this respect, a reaction to their exposed position during the 1973-74 Arab oil embargo and the two price shocks. Taking Canada as a whole, oil's share of the national energy mix fell from 50.6% to 41.8% in just five years, from 1980 through 1984<sup>(1)</sup>. This remarkable reduction — the product of energy conservation, fuel substitution and the most severe economic recession of the postwar period — reveals how the demand for oil in Canada can be reduced.

This success in reducing the relative importance of oil in Canada's energy mix has not come without its costs. One result has been a pronounced rationalization in Canada's refining industry, most notably in Quebec where the number of refineries has fallen from seven in 1981 to three today. This restructuring of the domestic refining industry, mirrored in most industrialized countries, has not yet run its course in Canada. Nonetheless, the Committee is convinced that the long-term benefits to Canada of steadily reducing the reliance upon oil in our energy system outweigh the costs which will be incurred during this transition.

---

1. This calculation is made valuing electricity at its true energy content of 3.6 megajoules per kilowatt-hour, not at its "fossil fuel displacement value" of 10.5 megajoules per kilowatt-hour.



Because our views on this aspect of energy policy-making remain unchanged from the 1985 Interim Report, we restate the appropriate recommendations from that study.

The Committee supports energy conservation efforts by the federal government and recommends that these efforts be expanded, and that the federal government continue to encourage the substitution of other energy forms for oil.

The Committee recommends that the federal government support alternative energy research and development at a level sufficient to maintain and enhance the leading position that Canada has achieved in this field, and in recognition of the export opportunities which it represents.

Low oil prices temporarily reduce the scope for fuel substitution and for investment in energy conservation. Low prices also retard progress on introducing new energy forms and innovative energy technologies. But a nation's long-term energy security is not well served by short-term policy-making: energy strategy must also address the needs of Canada's energy system in the 1990s and beyond.

The Committee further considered the problem of Canada's shifting pattern of crude oil output, from conventional light and medium crude oils to bitumen and heavy crude. Nothing in the testimony suggests that this trend will be reversed. Canada is thus faced with a choice as the output of these heavy hydrocarbons increases: to expand sales of these heavier oils in the U.S. market, while importing progressively larger amounts of light crude, or to construct upgrading facilities within Canada to produce lighter oil products for domestic consumption.

It is the Committee's view that the upgrading capacity should exist in Canada to handle the bulk of our expanding bitumen and heavy oil production. At today's prices, this would require government support of such ventures, support which this Committee is prepared to recommend. BP Canada may be correct in saying that "any energy crisis will be shortlived", and is right in observing that "Insurance for the future costs money." The federal government, however, has a responsibility to help ensure that the Canadian public has reasonable access to secure supplies of energy. Although the 1979-80 eruption in oil prices proved to be self-correcting, the largest part of that correction took half a decade to occur.

The responsibility for promoting energy security does not rest on the Government of Canada alone. Provincial governments, the private sector and the general public must also share the burden. Under the National Oil Policy of 1960-1973, which divided Canada into two markets along the Ottawa Valley Line, Ontario consumers paid a

modest premium to assist the development of Canada's petroleum industry. From 1974 to 1985, the industry and the oil-producing provinces contributed large amounts of revenue to cushion the impact of high international oil prices, a benefit to all Canadian consumers. Today, the petroleum industry is experiencing a particularly difficult period and both levels of government have already moved to assist it.

In each instance, decisions were taken in what was judged to be the national interest. Sharing among Canadians has been a strength of Confederation and must continue to be a strength in the future.

The dramatic decline in OPEC oil output in the 1980s has left several of the Gulf states with a reserves-to-production ratio of more than 100, while in the United States and Canada it is in the vicinity of ten. The North Sea is reaching the peak of its production curve and a number of other non-OPEC producers are lifting crude oil at or near their capacity. The Persian Gulf will consequently hold a greater percentage of world crude oil reserves in the future than it does today. In contrast, Canada's output of conventional light crude in Western Canada is projected to decline to less than half of its present volume by the end of the 1990s; the remaining supply will consist of synthetic crude from integrated tar sands plants and regional upgraders, heavy crude, bitumen from non-integrated tar sands projects, and frontier light crude. It is this remainder which represents the higher-cost sources of oil.

The domestic market for oil is once again dividing into two segments. Since the Western Accord, the movement of Western Canadian crude to Atlantic refineries has virtually ceased; in 1984, domestic crude satisfied 40% of Atlantic Canada's refinery demand. The Quebec market is again turning to offshore sources for part of its needs, evidenced by the declining transport of oil in the Sarnia-to-Montreal extension of the Interprovincial Pipe Line. In the first quarter of 1986, Western Canadian crude moved into Quebec at an average rate of about 119,000 barrels per day; during 1984, domestic crude deliveries to Quebec averaged approximately 196,000 barrels per day. The short-term result is an increase in both crude exports and imports, with Canada remaining a net oil exporter for the present.

The prospect for the future is for offshore crude to supply all of Eastern Canada, the Sarnia-to-Montreal extension of the IPL to be either shut down or reversed, and for Ontario refiners to become dependent upon foreign crude for at least part of their feedstocks.

## A Working Definition of Security of Supply

People frequently discuss security of supply without defining the concept. Currently, Canada is a net exporter of oil — it sells larger volumes of crude oil and products abroad than it imports. This situation contrasts with most of the postwar period during which Canada was a net oil importer.

The Committee does not define security of supply as the ability to supply all regions of the country with all of the required crude oil coming from domestic production. In an emergency, there is some capability to move domestic crude all the way to Atlantic Canada, as was done as a matter of policy with federal transportation subsidies in the early 1980s. In the event of a major disruption in international supply, there are also provisions for sharing oil among the member nations of the International Energy Agency (IEA), including Canada and the United States. For such reasons, there is no compelling need for maintaining an uneconomic distribution infrastructure to all parts of the country.

In any case, Western Canadian crude cannot economically compete in today's market with foreign crude in every region of the country. It could not do so even if there were a pipeline delivery system stretching from coast to coast. It is more cost efficient to market some Western Canadian light and heavy crude in the United States and import foreign crude into Atlantic Canada and Quebec.

The Committee judges Canada's supply position to be reasonably secure if domestic oil output comes close to balancing domestic demand, with excess Western crude being sold in the United States and some foreign crude moving into Eastern Canada. Article 8, Part I of the Western Accord also provides reassurance on this point:

In the event that supplies of crude oil and petroleum products to Canadian consumers are significantly jeopardized, the federal government, after consultation with producing provinces, may restrict exports to the extent it considers necessary to ensure adequate supplies to Canadians.

Even by this definition — equating security of supply with rough net self-sufficiency — Canada risks becoming overly dependent on foreign oil in the 1990s. Unless our production of bitumen, heavy oil and frontier light crude is expanded to offset the diminishing supply of Western Canadian conventional light crude, Canada will once again become a net importer of oil. Events of the 1970s and 1980s have demonstrated that this is a dependence to be avoided.

Some observers have noted that Canada is exporting a share of its lower-cost light oil reserves to the United States, knowing that this supply will have to be replaced



from higher-cost sources in the future. This leads them to argue that the export of conventional light crude should be prohibited.

In a sense this argument is correct — all countries that extract raw materials tend to exploit readily accessible, lower-cost deposits first. Exports generate revenues for further development of extraction industries.

If the reserves of any commodity are held in the ground, there is an inventory charge which must nonetheless be covered — in this case the petroleum industry has invested funds to discover the oil and needs to sell the resource to recover that investment. Moreover, as Canada exports light crude from the West, it imports light crude at a comparable price in the East. This exchange is the lowest-cost method of supplying all regions of the country with their current oil requirements.

For reasons such as these, the Committee is not prepared to recommend that the exports of conventional light crude oil be restricted under normal market conditions. In the event of an emergency, the federal government can intervene to control the disposition of domestically produced oil.

In our opinion, long-term energy planning which fosters bitumen and heavy oil development, frontier oil development, energy conservation and fuel substitution in a judicious blend — to offset our diminishing supply of conventional light crude — is a sounder approach than interfering with Canada's trade in petroleum.

There are benefits as well if Canada is seen to be a reliable supplier of crude oil to the United States, even if that trade in oil is on a modest scale. As an oil supplier, Canada has another card to play in negotiations with the United States. This would help ensure that oil from the United States actually would be supplied for Eastern Canada in the event of another international oil crisis.

## PRICE STABILIZATION

---

While the Committee supports the transition to a decontrolled oil sector, it is concerned about the short-run consequences of drastic changes in the price of energy. Will such aberrations jeopardize our domestic petroleum industry?

The Committee believes that the independent sector of the Canadian petroleum industry is especially at risk. Given the strategic importance of ensuring security of supply, the Committee is prepared to recommend measures which will help our domestic oil industry weather the storm.

In keeping with its Interim Report of 1985, the Committee does not propose a return to a widely regulated oil industry. But it is cognizant of the fact that this industry has traditionally received discriminatory treatment with respect to taxation and industrial policy. It is only fair to acknowledge that when oil prices were high, the industry paid a large amount of money in special taxes unique to the petroleum sector. It is likely that should another rapid price increase cause high profits in the petroleum industry, governments will tax away part of that surplus.

The Committee assesses the current difficulties of the Canadian petroleum industry to be grave, and advocates action on the part of the Government because of the vital role this industry plays in our national security. Assistance is called for and required. The Government should exercise its prerogative as stated in Article 9, Part I of the Western Accord:

In the event of international oil market disturbances that result in sharp changes to crude oil prices, with potentially negative impacts on Canada, the Government of Canada, following consultations with provincial governments, will take appropriate measures to protect Canadian interests.

In times of fiscal restraint it is always difficult to resolve the question of how to fund and deliver government assistance. The Committee believes that its main role is to apprise the Government of the concerns it has and the results it expects. The Government must decide upon the mechanics of the assistance. However, because the expenditures called for are likely to be substantial, the Committee feels compelled to present several options which may be considered by the Government.

## **A. Price Support for Conventional Oil Production**

There is no doubt that the petroleum industry is facing difficult times. While some integrated oil companies have reported healthy financial positions — to the extent of shopping for suitable Canadian companies to take over — most companies in the industry are not doing well, and returns for the first two quarters of 1986 have generally deteriorated in the wake of low petroleum prices which hit at the end of 1985.

The issue then becomes which companies are hurting most and which are in the greatest need of assistance, given the goal of Canadian energy security. In the opinion of the Committee, the answer to both questions is the same. It is the smaller non-integrated producers. They are predominantly Canadian companies. They drill the majority of Canadian oil wells. They are more efficient than the larger companies at finding and developing small oil pools.

### **Recommendation 1**

**The Committee recommends that financial assistance, limited in amount and duration, be extended to producers of conventional oil through a program which will ensure that smaller producers receive the principal benefit.**

The Committee is prepared to recommend some type of price support for a limited volume of production, available to all producers, large and small, on a non-discriminatory basis. The Committee's main concern is the small producers. To them such an arrangement would have a large impact, and the bulk of total payouts would go to small producers.

Essentially, the program could work as follows. The Government would pay a supplement on the first thousand barrels per day of production, for example. The supplement would be the difference between the market price and a government-determined floor price at the time the oil changes hands.

How would the floor price be determined? Admittedly, this would be somewhat arbitrary. A good benchmark might be the suggestions of the witnesses who have testified to the Committee as to what oil price would minimize their cash flow problems. The



Committee, in the absence of more precise means of dealing with this question, would suggest a floor price in the area of Cdn\$22.00. This should be sufficient to assist small producers of crude oil as it is substantially above average oil finding costs in Western Canada today.

It is difficult to estimate the cost of providing a floor price for the first thousand barrels per day of production for each Canadian producer, since the future price of oil is not readily predictable. For purposes of illustration, we assume a price differential of Cdn\$5.00 per barrel between a \$22.00 floor price and the average Canadian selling price. There are only about 75 producers whose average daily output of crude oil exceeds 1,000 barrels; the Independent Petroleum Association of Canada (IPAC) informed the Committee that of approximately 600 Western Canadian producers, more than 80% had an output of less than 400 barrels per day. Rough calculation suggests that the program of price support could cost about \$0.5 million per day, or close to \$200 million a year under those conditions. The bulk of these funds would accrue to smaller producers.

The Committee considered the question of whether there should be a distinction between old and new oil, in order to help small explorers but concluded that this would be an administrative complication. The main aim of the program is to keep small producers in business, and there is no doubt, in the Committee's opinion, that the money would have the desired effect.

For enhanced oil recovery projects, Alberta already grants royalty relief to sustain EOR output by providing operators with royalty-free revenues to cover the incremental costs of any EOR program, over and above the cost that would be attributable to waterflooding.

One drawback of such a program is the administrative burden it imposes. The necessity of involving bureaucrats and having the Government make the support payments arises from the fact that the floor price does not apply to all production. If it did, the Government could save the cost of administering the program simply by legislating that all purchases of standardized crude oil take place at or above the specified floor price. Refiners would incur higher input costs, and this would be reflected in higher prices to the consumer, lower refinery margins, or lower federal and provincial income from taxes or royalties.

Were the floor price to apply to all production, the industry would receive a larger revenue than intended by the Committee, at an unreasonable cost to the federal treasury or to the consumer. If the floor price were reduced accordingly, the amount of assistance could be brought into line with the original budget but the distribution would be unsatisfactory. Large integrated companies would be the main beneficiaries; some small producers, with outputs below the maximum eligible volume, would receive less than they would under the support-payment plan. This is not the intention of the Committee.

Once set, the maximum volume eligible for price assistance would apply to all companies.

## **B. Options for Assistance to Nonconventional Oil Projects**

The Committee has considered the merits of direct grants and other forms of assistance, particularly with respect to upgraders and oil sands plants. Bitumen and heavy oil production will become vital elements of Canadian oil supply as reserves of light crude diminish. But it is a difficult decision to opt for assistance if such projects are not economically viable. The quandary the Committee has faced can be explained as follows.

It is necessary that new investment in upgraders and oil sands facilities take place now if additional productive capacity is to be in place in the 1990s, when oil prices are expected to increase and our reserves of light crude will have run down. This is a period when Canada and other nations could be vulnerable were there to be a supply crisis in international markets.

Due to the uncertainty of the world oil market and current low prices, even investors with adequate cash flow have chosen to defer the construction of nonconventional oil projects. This private sector strategy is understandable given the circumstances facing individual companies which are induced to cut back on exploration and high-cost oil production in favour of accelerating extraction of conventional reserves.

If the price of oil stays low, expensive exploration efforts will be curtailed and fewer additional reserves will be discovered. Investment in nonconventional oil development will be uneconomic. This will lead to an increasing reliance on light crude imports.

If oil prices recover, Canada will lack the facilities to produce nonconventional oil even though it might then be profitable. Oil sands plants started after the price recovery would not come into production for several years, perhaps after another high-price oil shock has occurred.

In both cases, nonconventional oil production capacity is vital to Canada's security of supply. In both circumstances this capability might not be there when needed.

Should there be a national policy for stimulating oil sands development? From a fiscal standpoint, it hardly seems practical to recommend such expenditures. Yet this might be less of an injection into the oil industry than the revenue extracted by governments during the period of high prices. The case could be made that the proposition is reasonable. Still, it does not seem practical.

The Committee suggests that a program of partial loan guarantees might be one step towards resolving this problem. Loan guarantees would enable private investors to raise capital for such projects, should they assess as adequate the probability of realizing a competitive rate of return over the operational life of the project.

Today lenders are reluctant to extend credit to the energy sector. But if risk-takers are willing to construct such plants using their own capital and a portion borrowed from the capital market and guaranteed by the Government, the guarantee program might compensate for the risk-aversion of the banking sector, allowing such projects to go ahead.

Will the decisions of the risk-takers be economically sound? Yes, if they are required to invest enough of their own money in the project. Given the range of forecasts generated in the industry, it is clear that at least some people are convinced that prices will recover strongly in the 1990s. These people therefore would have reason to invest if credit were available.

Might the Government have to pay off bad loans? Yes. This would be a cost of supporting security of supply — but it is not a payout that will necessarily be required, and, if it is, it will not be required until several years from now, at a time when the treasury should be in better condition to carry it. No one would enter into such ventures intending to have to make a claim on the loan guarantee, because their equity would also be lost.

## **2. Floor Price Mechanism for Oil Sands Projects**

An alternative to the loan guarantee program suggested above might be to apply the floor price previously discussed for part of the conventional crude production to all crude bitumen and synthetic crude output. In its Interim Report, the Committee recommended a temporary floor price for existing projects. The Committee has more recently reconsidered the possibility of a guaranteed price which would apply to all production from existing and future projects, until the capital cost plus an interest factor is recovered. The Committee has adjusted its position in light of the dramatic decline in oil prices since the publication of the Interim Report. Under these new circumstances, the Committee concludes that a guaranteed price may be necessary to induce the construction of new nonconventional oil projects.

### **Recommendation 2**

The Committee recommends that financial assistance be extended to producers of nonconventional oil. This assistance could take the form of a floor price for all existing production and limited loan guarantees for new projects.



If all synthetic crude and crude bitumen output were to be covered by a floor price, what would this add to the cost of the program? In 1985, Western Canada's production of oil in these categories amounted to roughly 230,000 barrels per day. Again assuming a differential of Cdn\$5.00 between a \$22.00 floor price and an average Canadian selling price, the cost becomes almost \$1.2 million per day, or about \$420 million on an annual basis for current output. As future nonconventional projects come into production, the cost of the program would increase, assuming a continuing \$5.00 price differential.

Another option considered by the Committee was an accelerated tax write-off which would be available to equity investors on a flow-through basis. The recent introduction of such a tax provision applying to the Canadian mining industry seems to be a major stimulant to renewed development. Such a program should also have a time limit and phase out if the price of oil rises above a specified level considered sufficient to induce investment without the need of special incentives. A further refinement could be a sliding scale write-off that reduces in percentage as the price of oil increases.

The Committee recognizes, however, that the tenor of public opinion and government policy is toward a simplified tax system. Flow-through share arrangements introduce administrative complications.

#### **D. Funding the Assistance to the Industry**

In suggesting a price-support scheme, the Committee is able to present several options for financing the increased revenues to crude oil producers. All of these options are painful.

Special taxes could be applied at the refinery or retail level. The Committee believes that an explicit cents-per-litre tax applied at the retail pump is preferable because it is likely to minimize the price increase to the consumer. Were the tax applied at the refinery level, it would be very difficult to judge whether resulting pump price increases reflected only the tax, or a combined tax and revenue increase for the refiners. This is because various products are derived from a barrel of crude, and it would be hard to check if the apportionment of the tax were exact.

If the tax were applied at either level, it would be users of petroleum products who would pay for the support program: automobile drivers, aviation companies, homeowners with oil heating, and so forth. Canada's petrochemical industry, already in difficulty with strong international competition, would be particularly affected as an important consumer of refinery output.

There is another disadvantage with a tax at the refinery or retail level — the unfavourable impact in the view of the consumer. Concern has been expressed to the

Committee with respect to gasoline prices which do not seem to reflect the recent large decrease in the price of crude oil. A price increase would magnify this concern.

The Government also has the option of financing the support payments from the Consolidated Revenue Funds. Canadians would be paying for the support program in direct proportion to their total tax payments. This approach has the intuitive appeal that the people of Canada all contribute to the program because it is undertaken in the interest of Canada — to provide for energy self-sufficiency which is beneficial to all sectors of the economy and all regions of the country.

The practical disadvantage of this method is that it would raise the deficit to the extent that federal taxes were not increased — not an attractive proposition for the Minister of Finance.

Nonetheless, the support program is vital. Either way, the collection mechanisms are already in place. It is up to the Government to choose what means or combination of options it wishes to employ to pay for the program. The Committee simply advises the Government as to the results it wishes to see.

It is important to state that the Committee is not advocating the creation of a set of circumstances that divorce Canadian petroleum producers from the realities of the world market. The Committee is recommending assistance because the industry is experiencing difficulty adjusting to the simultaneous transition to the new market environment of deregulation *and* the sudden and severe decline in crude oil prices.

There should be a sunset clause in the price-support program, which would wind down the payments in two years. This should give the industry time to adapt to conditions in the free market.

The Committee stands behind its Interim Report recommendation that in the event of a drastic price *increase*, temporary assistance should be provided to consumers to assist *them* in adjusting to the new circumstances.

## **E. Monitoring Posted Prices**

Whether or not a support payment system is adopted, there is a further pricing issue to be addressed. Evidence before the Committee indicates that posted prices for Canadian crude oil — that is, what refiners are willing to pay to Canadian producers — are lower in Canada than the posted prices that the refiners' parent firms in the United States are paying for American oil of comparable quality.

Simply put, the major refiners are paying less for Canadian crude oil than they do for American oil. Canadian producers have little choice but to accept the posted price.

It is difficult to sort out the reasons for this discrepancy. No individual refiner will pay more than the going rates — which in Canada are in effect established by four refiners. The Committee was told that transportation costs to Chicago must be “backed out” (i.e., subtracted) from posted prices for Canadian oil. The reasoning is that if the Canadian producers did not sell their oil to Canadian refiners, they would have no other alternative than to sell it in the Chicago market, and would have to bear the costs of getting it there.

Whether or not one accepts that Canadian producers should have to abide by the take-it-or-leave-it posted price of the four refiners, transportation costs to Chicago only amount to a little more than Cdn\$1.00. This does not account for the \$3 per barrel discrepancy reported in testimony to the Committee, which had the transportation charge already factored out.

Figure 1 compares an average of three Canadian light crude postings with the West Texas Intermediate (WTI) spot price and an average of seven WTI postings at Chicago, in U.S. dollars per barrel. The comparison extends from the time of deregulation through April of 1986. From this chart, prepared by PanCanadian Petroleum, it is apparent that Edmonton postings (adjusted to Chicago) began to track the WTI spot price quite closely in January 1986.

It has not been possible, on the basis of the refiners' testimony and submissions, for the Committee to reconcile the explanations given for several anomalies pertaining to oil marketing in Canada.

### **Recommendation 3**

The Committee recommends that the federal government monitor Canadian posted prices to identify any significant deviations from Chicago postings. If Canadian producers consistently receive lower values for their oil, the Government should consider instituting an administered price.

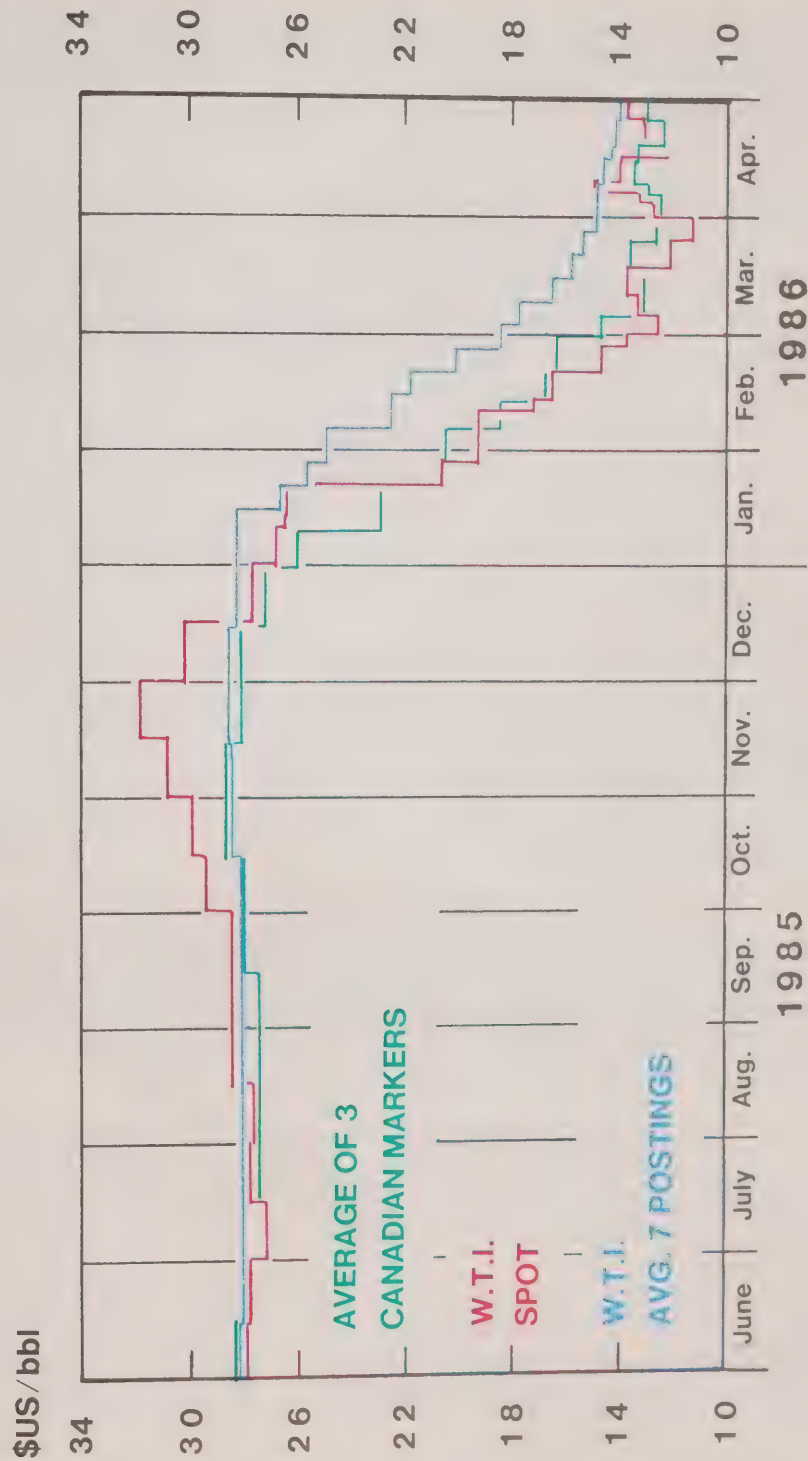
A weighted average of Chicago prices could serve as a proxy because in the Chicago market all crude oils — from West Texas Intermediate to Brent and Arabian crudes — are available on a spot, contract and futures basis. Chicago is a large market at the hub of numerous pipelines, with many refiners purchasing crude oil. The weighting should be proportional to the amount of contract oil (using posted prices) and non-contract oil (using spot market prices) acquired to supply American refineries.

The Committee wants Canadian producers to receive revenue from their crude oil sales to Canadian refineries equivalent to the revenue they would obtain for that oil in the Chicago market, were they actually selling it there. Hence Canadian prices should reflect a weighted average of Chicago posted and spot prices.



FIGURE 1

# LIGHT CRUDE PRICE IN CHICAGO



The Committee does not advocate an administered price, but this possibility should be considered if Canadian posted prices fall significantly and consistently below Chicago posted prices.

## **F. Consumer Concerns**

The Committee is convinced that the upstream end of the industry is in serious need of assistance. We have made the case that a healthy domestic petroleum industry is a matter of national interest, and that all Canadians should be prepared to support this goal.

However, the Committee also acknowledges an important responsibility to the consumer. Implementation of a support system for producers may lead to higher prices at the gas pump. It is therefore necessary that measures be taken to protect consumers from unwarranted price increases. The Committee still intends to ensure that retail prices are no higher than absolutely necessary. There are several aspects of this issue which must be addressed.

Pre-eminent above all other considerations is the issue of competition — or doubts about its reality — in the refining and marketing operations of oil companies operating in Canada. We must ensure that competition is maximized through effective legislation and enforcement. This is the most efficient way to ensure that consumers obtain the best deal. The "Downstream Issues" section of this Report discusses competition issues. However, the Committee recognizes that this subject was not fully explored during its hearings.

The Committee also observes that provincial gasoline taxes are typically high in this country. In April 1986, regular leaded gasoline was subject to a provincial sales tax ranging from 8.30 cents per litre in Ontario to 13.65 cents per litre in Quebec. Alberta and Saskatchewan impose no sales tax on gasoline. The provinces might consider lowering their fuel taxes and replacing the lost revenue from the general tax base. Federal sales and excise taxes amount to 7.48 cents per litre.

Table 1 displays the federal, provincial and industry shares — in cents per litre at the pump — of the revenue derived from the sale of regular leaded gasoline in each province, for the month of April 1986. Table 2 presents the same shares expressed as a percentage of the pump price.

The Government has reminded Canadians on many occasions that federal taxes on gasoline are higher here than in the United States because Canadian federal taxes help pay for social programs. Perhaps it would be more meaningful to say that money to pay for the suggested oil producer support payments should come from the

proceeds of federal gasoline taxes, since both are energy-related. The Government could then raise other broadly-based taxes to replace the funding for the universal social programs. This would seem to be the appropriate way to earmark funds, and would in this instance be of benefit to gasoline consumers.

The Committee hesitates to advocate a fiscal system where earmarking of funds is made a general principle. We prefer the traditional system of advising the Government on what is needed for the country, and having it paid for from the general revenue account.

However, given that so many programs are justified on the basis of user-pay, and that the earmarking of funds has become very prevalent in Canadian policymaking due to restraints on additional fiscal spending, the Committee believes that the most logical matching should be sought after.

### **G. Monitoring the Petroleum Industry**

The federal government should reassess all of the resources it employs in various departments and agencies to monitor various aspects of the petroleum industry, and ensure that there is a group charged with the explicit mandate of scrutinizing pricing behaviour and taxation in all aspects of the petroleum industry. This group should publicize its findings in a regularly issued bulletin — similar to the monthly consumer price index report or unemployment statistics — in order to keep the public informed of the true state of affairs and to make the industry aware that it is under constant public and government scrutiny.

#### **Recommendation 4**

The Committee recommends that a monitoring group be charged with scrutinizing petroleum product prices in the interest of maximizing competition and minimizing costs to the consumer. Findings should be made public on a regular basis.



TABLE 1  
Revenue Distribution Breakdown  
Regular Leaded Gasoline  
April 1986

Cents/Litre

	<u>NFLD</u>	<u>PEI</u>	<u>NS</u>	<u>NB</u>	<u>QUE</u>	<u>ONT</u>	<u>MAN</u>	<u>SASK</u>	<u>ALTA</u>	<u>BC</u>
<u>Federal Share</u>										
Sales Tax	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98	3.98
Excise Tax	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
Wellhead Share (2)					.19	.50	.50	.50	.50	.50
	<u>7.48</u>	<u>7.48</u>	<u>7.48</u>	<u>7.48</u>	<u>7.67</u>	<u>7.98</u>	<u>7.98</u>	<u>7.98</u>	<u>7.98</u>	<u>7.98</u>
<u>Provincial Share</u>										
Wellhead Share (2)	10.90	9.50	9.70	9.70	.83	2.18	2.18	2.18	2.18	2.18
Sales Tax					13.65	8.30	8.90	.00	.00	9.51
	<u>10.90</u>	<u>9.50</u>	<u>9.70</u>	<u>9.70</u>	<u>14.48</u>	<u>10.48</u>	<u>11.08</u>	<u>2.18</u>	<u>2.18</u>	<u>11.69</u>
<u>Industry Share</u>										
Retail	3.00	5.30	5.30	5.50	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Refining & Marketing (1)	15.02	10.32	9.32	11.92	9.02	7.13	12.72	8.19	12.99	10.57
Crude Oil Transportation (4)					.48	1.13	.54	.47	.37	.88
Wellhead Share (2)					2.25	5.92	5.92	5.92	5.92	5.92
Upstream Operations (2)	19.30	19.30	19.30	19.30	2.04	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36
Imported Crude (3)					11.97					
	<u>37.32</u>	<u>34.92</u>	<u>33.92</u>	<u>36.72</u>	<u>28.75</u>	<u>22.54</u>	<u>27.54</u>	<u>22.94</u>	<u>27.64</u>	<u>25.73</u>
<u>Pump Prices</u>	55.70	51.90	51.10	53.90	50.90	41.00	46.60	33.10	37.80	45.40

#### Notes

- (1) May include some income taxes.
- (2) Based on average monthly Alberta purchase price, lagged 60 days.
- (3) Reflects industry average import cost by month of loading, lagged 60 days.

TABLE 2  
Revenue Distribution Breakdown  
Regular Leaded Gasoline  
April 1986

% Pump Price

	<u>NFLD</u>	<u>PEI</u>	<u>NS</u>	<u>NB</u>	<u>QUE</u>	<u>ONT</u>	<u>MAN</u>	<u>SASK</u>	<u>ALTA</u>	<u>BC</u>
<u>Federal Share</u>										
Sales Tax	7.15	7.67	7.79	7.38	7.82	9.71	8.54	12.02	10.53	8.77
Excise Tax	6.28	6.74	6.85	6.49	6.88	8.54	7.51	10.57	9.26	7.71
Wellhead Share (2)					.38	1.23	1.08	1.52	1.33	1.11
	<u>13.43</u>	<u>14.41</u>	<u>14.64</u>	<u>13.88</u>	<u>15.07</u>	<u>19.47</u>	<u>17.13</u>	<u>24.12</u>	<u>21.12</u>	<u>17.58</u>
<u>Provincial Share</u>										
Wellhead Share (2)	19.57	18.30	18.98	18.00	1.63	5.31	4.67	6.58	5.76	4.80
Sales Tax					26.82	20.24	19.10	.00	.00	20.95
	<u>19.57</u>	<u>18.30</u>	<u>18.98</u>	<u>18.00</u>	<u>28.44</u>	<u>25.56</u>	<u>23.77</u>	<u>6.58</u>	<u>5.76</u>	<u>25.74</u>
<u>Industry Share</u>										
Retail	5.39	10.21	10.37	10.20	5.89	7.32	6.44	9.06	7.94	6.61
Refining & Marketing (1)	26.97	19.89	18.24	22.12	17.73	17.39	27.30	24.74	34.36	23.28
Crude Oil Transportation (4)					.93	2.76	1.16	1.42	.98	1.94
Wellhead Share (2)					4.42	14.44	12.70	17.88	15.66	13.04
Upstream Operations (2)					4.00	13.07	11.50	16.20	14.18	11.81
Imported Crude (3)	34.65	37.18	37.77	35.81	23.51					
	<u>67.00</u>	<u>67.28</u>	<u>66.38</u>	<u>68.13</u>	<u>56.49</u>	<u>54.97</u>	<u>59.10</u>	<u>69.30</u>	<u>73.12</u>	<u>56.67</u>
<u>Pump Prices</u>	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

**Notes**

- (1) May include some income taxes.
- (2) Based on average monthly Alberta purchase price, lagged 60 days.
- (3) Reflects industry average import cost by month of loading, lagged 60 days.
- (4) Reflects pipeline tariffs and includes an estimated gathering and trucking fee of 0.37cents/litre





## UPSTREAM ISSUES

---

### A. The Pricing of Crude Oil

International oil pricing has become a highly complicated matter. With the deregulation embodied in the Western Accord, Canada too moved into this confusing environment on June 1, 1985.

The Committee heard extensive testimony regarding the way in which Canadian crude oil prices are being determined in the deregulated environment. Two factors seem apparent in the domestic pricing scene: the manner in which Canadian crude oil postings are determined has evolved since June of 1985, and the price of West Texas Intermediate (WTI) has the strongest influence on Canadian postings. Canadian refiners with easy access to offshore crude as a supply alternative also closely follow the price of Brent (North Sea) crude.

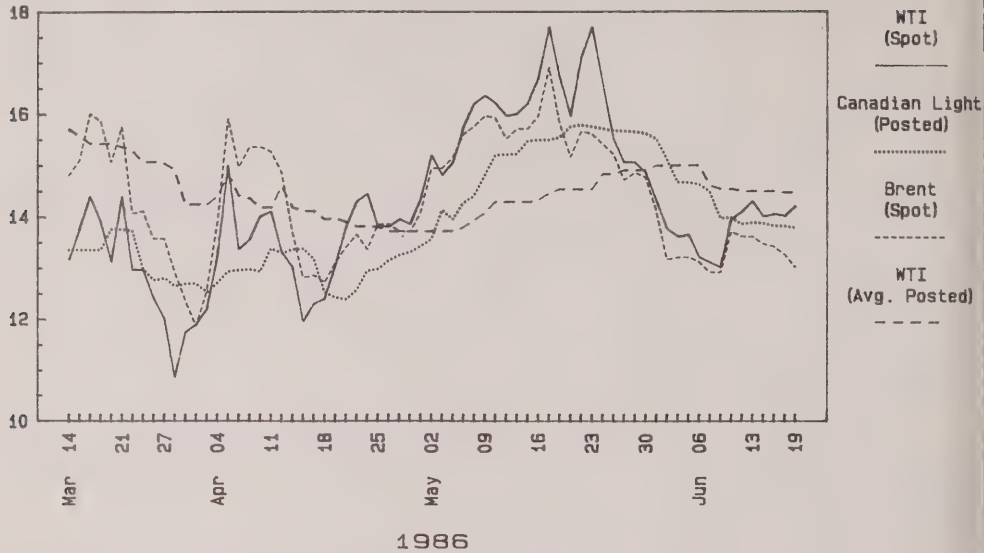
Figures 2 and 3 illustrate the recent price behaviour of representative light and heavy crude oils in the Chicago market.

According to a study by CERI Energy Research Limited, the large integrated companies operating in Canada devised their own formulae to determine postings. The Canadian submission suggested that the early postings reflected a blend of WTI posted and spot prices, with the WTI posted price dominating. When the WTI spot price rose sharply late in 1985, Edmonton postings rose substantially less.

Since January 1986, Canadian postings at Edmonton have closely tracked the WTI spot price, adjusted for the cost of moving Alberta crude to Chicago. With the abrupt price decline in recent months, and given the time required for Western Canadian crude to be delivered to refineries in Ontario and Quebec, the Edmonton postings became focussed on WTI spot and futures prices, as reported on the New York Mercantile Exchange.

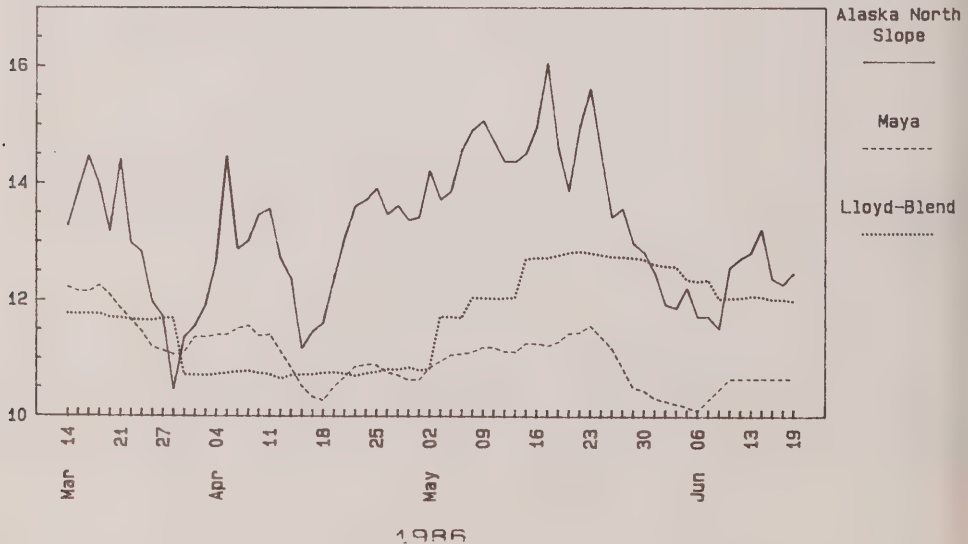
**GRAPH 2**  
**LIGHT CRUDE PRICES**  
**-- AT CHICAGO**

US \$/BBL



**GRAPH 3**  
**HEAVY CRUDE PRICES**  
**-- AT CHICAGO**

US \$/BBL



Source: London Oil Report, as reproduced by Energy, Mines and Resources, Ottawa.

It is argued by some that the Chicago price for West Texas Intermediate does not make an appropriate benchmark for Western Canadian crude refined in the West. The CERI report states:

In the large U.S. market, spot and near-term futures prices have become the market-clearing mechanisms for non-contract and for contract crudes with spot-related pricing. There, Canadian shippers and sellers are marginal suppliers with no control over price. Competition is keen and it is largely a buyers' market.

### 3. Prorationing and Supplementary Sales

Once a month, buyers of Alberta crude oil "nominate" or file with the Energy Resources Conservation Board (ERCB) the amount they intend to purchase the following month. From this total market demand, the ERCB subtracts the expected supply of synthetic crude, heavy oil, bitumen and pentanes plus — which are not subject to prorationing — to determine the demand for light crude oil. Prorationing is a system whereby this light oil demand is allocated to pools according to a formula based on reserves adjusted for production. The pool allocation is in turn distributed to all the producing wells in the pool, in a manner designed to protect the equity of all producers in that pool. The ERCB monitors the program and applies penalties where operators do not conform to their production allowables.

This system was introduced in 1950 after a series of oil discoveries had led to productive capacity exceeding the capacity of the pipeline system. The petroleum industry requested that the Board (then the Petroleum and Natural Gas Conservation Board) prorate output to market demand.

If there is excess production capacity after the nominations have been made, Alberta producers may sell additional crude oil in "supplementary sales" to buyers in the United States. The supplementary sales program is quite new, introduced on October 1, 1985. Since its inception, the program has averaged sales of about 60,000 barrels per day, or 5% of the sales of Alberta light and medium crude. Over the last two months, supplementary sales have declined as capacity problems in the Western Canadian pipeline systems have restricted most of the petroleum shipped to primary (nominated) oil.

A complicating factor is that refiners can alter their nominations during the month, either taking less crude than initially requested or taking more oil (subject to any limitations on crude oil producibility or pipeline capacity). Refiners are not contractually



bound to take the crude they have nominated. This may leave producers with unanticipated shut-in production, unless the oil can be marketed in the supplementary sales program. Supplementary oil generally receives a lower price than primary oil because its availability is less certain.

To protect the producers, the Committee believes that a penalty should be assessed on refiners who do not take the full volume of crude oil nominated.

There is some truth to the claim that prorationing interferes with normal market forces, and that suppliers cannot commit specific volumes of oil to purchasers in longer-term contractual arrangements. Given the present shortfall in pipeline capacity, however, the relevant question becomes: What is the alternative to prorationing? Once the Interprovincial Pipe Line overcomes its capacity problem, which the current expansion phase will accomplish in 1987, the need for prorationing will recede.

The ERCB maintains that small producers without the marketing expertise and resources would either be squeezed out of the market or relegated to supplying marginal demand where the returns to producers are lower. Small producers have expressed similar concerns in their testimony before the Committee and are clearly apprehensive at the thought that the prorationing system might be abandoned, a development which most of the majors called for in their Committee appearances.

In the prorationing system, light and medium Alberta crudes are the surge or swing element in the system. Heavy oil, synthetic crude, bitumen and pentanes plus are excluded from prorationing, as is any oil produced outside Alberta. For example, Norman Wells crude is not prorated. Also excluded are approximately 675 older Alberta light pools on "good production practice". These are oil pools in which the sum of the productive capacities of the wells in the pool cannot exceed the total pool allocation — since these pools physically cannot overproduce their allocation, there is no point in carrying out a prorationing calculation for them each month.

The result is that approximately 44% of Western Canada's oil production in 1986 is Alberta light crude subject to prorationing; in 1973, 68% of the total output was prorated. The percentage has been declining with time as the production of light crude has fallen while that of heavy crude, syncrude and bitumen has risen. In time, prorationing will have to be either altered or abandoned as Alberta's remaining prorable crude becomes inadequate to support the system.

Consequently a shrinking subgroup of Alberta light crude pools must absorb all the swings in prorationing. One aspect of this system is that the more productive pools — pools for which production can be readily raised or lowered — carry the burden of prorationing.

In the first months of the supplementary sales program, some supplementary oil was marketed in Canada. Several companies bought supplementary oil to make up deficiencies in line fill (oil in the pipeline) and the Alberta Petroleum Marketing Commission at times was forced to sell some royalty crude in the supplementary market to Canadian purchasers. Overall, however, the Board maintains that domestic sales of supplementary oil were sufficiently small that the claim that domestic refiners were using the program to obtain cheaper refinery feedstocks cannot in general be substantiated.

Under the ERCB's current operating rules, the Canadian market is reserved as the primary market; supplementary sales must be directed into the export market. The ERCB now monitors supplementary sales more closely and requires that purchasers of such oil indicate its destination. The ERCB has tightened the supplementary sales program and endeavours to ensure that supplementary sales do not displace higher-value primary sales. Some producers quoted price differentials between Alberta posted and supplementary sales prices as large as Cdn\$3.00 to \$5.00 per barrel. The ERCB maintains that these are extremes and not representative of the average situation.

The prorationing system was subject to abuse in the months following deregulation. The control mechanism on overproduction was not responsive to the rapid changes which occurred in the newly deregulated market. The problem first became evident in June and July of 1985: demand dropped sharply as Canadian postings were initially set too high; even though some production was shut in, too much oil was produced. The ERCB was not monitoring the situation as closely at that time and only became aware of the severity of the problem when IPL had to cut back on its acceptance of oil because of storage problems in the system.

The declining price of oil was further incentive to overproduce, to move oil into the market quickly before its value fell even farther. The extent of abuse of prorationing during the early months of 1986 prompted the ERCB to change its regulatory control of the system. Today the prorationing system has been tightened and stiff penalties for consistent overproduction have been introduced.

### **C. Enhanced Recovery and Well Suspensions**

The ERCB has studied the effect of low prices on enhanced oil recovery. The indication is that this effect will be smaller than feared, even if low prices persist for some years.

Waterflooding, the simplest and most widely used form of enhanced recovery, is economic under most pricing circumstances. More expensive approaches such as LPG

(liquefied petroleum gases) floods turned out to be more favourable than expected — with falling prices, LPG has become cheaper to use in oil recovery.

The present Alberta royalty scheme provides strong incentives to practise enhanced oil recovery. It is in the interests of both producer and government to recover as much of the resource as possible. The ERCB also observed that almost no EOR scheme apart from waterflooding would be economic at today's oil prices without this royalty relief.

The Board has therefore concluded that current low prices do not endanger many of Alberta's existing EOR projects under the present royalty arrangement. New schemes are much less likely to be instituted, however, given the front-end investment required at a time when many companies are having cash flow problems.

Another problem is the abandonment or suspension of wells. As oil pools approach the end of their production cycle, well production rates decline and there is an increasing amount of water produced along with the oil. The cost of obtaining oil from these high-ratio water/oil and low-production wells rises and, in the current pricing situation, some of these wells are uneconomic to produce and risk being shut down. Only a very small amount of Western Canada's light crude production has been shut in to date; the impact has been more apparent for heavy crude reservoirs.

If the well is abandoned, that production is permanently lost. Even a suspended well, which can be reopened, typically suffers some loss in productivity. The extra investment in techniques required to recover that output may result in a suspended well remaining out of production, even if there is some rise in oil prices.

In both Canada and the United States there are large numbers of low-production wells — wells whose output is so small that they are only marginally profitable to operate. (In the United States, these "stripper wells" are defined as wells capable of producing less than ten barrels per day.) A significant number of low-production wells have already been closed in the United States. In Alberta, roughly one-third of the wells are said to produce 5% of the province's oil and some of these are in danger of being closed down.



## DOWNSTREAM ISSUES

---

Canada finds itself in a special dilemma. Canadian producers are suffering as a result of lower oil prices. Thousands have lost their jobs in our domestic petroleum industry and in related fields. Smaller producers especially risk collapse. Evidence suggests that Canadian producers are receiving among the lowest of crude oil prices for petroleum of comparable quality, placing further stress on this industry.

On the downstream side, the oil companies — including the majors — have told the Committee that current conditions have made product marketing one of their most difficult areas of operation.

As a result of low prices, producers and marketers are experiencing difficulties. Yet it is not clear that Canadian consumers have received the full benefit of falling prices. It has not been demonstrated to the Committee that retail prices have fallen sufficiently quickly or to the full extent of the new international market conditions. This has led the Committee to question whether there are impediments in the market structure of the Canadian petroleum industry's downstream sector, which prevent, to some extent, the flowthrough of crude oil price declines to end users.

### A. Competition

The Committee has received a wide range of opinion regarding concentration and the state of competition in the refining and retailing sector. It is frequently contradictory.

The refiners claim that competition is very strong, which may partially explain their relatively low earnings on these activities. The Committee is concerned about the

small number of refiners and the trend to refinery closure in Canada over the past decade. This reduction in capacity clearly strengthens the refiners' power in regional markets.

It has not been clearly demonstrated to the Committee that retail outlets operate independently from their suppliers with respect to the determination of retail prices. Most retail stations are affiliated with a major refiner, and it seems this trend is increasing.

While it has not been within the scope of this study to assess the precise degree of competition in the petroleum industry, the Committee nonetheless feels compelled to call for stronger and more enforceable anti-combines legislation, which would lay the ground rules for competition in all segments of the marketplace.

Among a number of concerns, the pronounced integration of the Canadian petroleum industry might be a subject for deeper study. Cost efficiency may require that the relatively small Canadian market be served by only a small number of firms in the refining end of the industry. But one issue that should nonetheless be examined is whether vertically integrated companies are necessary in Canadian circumstances to fulfill the functions and provide the services needed for the production, refining and distribution of petroleum and petroleum products throughout the country. Should integrated companies be broken up into separate and independent upstream, refining and retail enterprises?

The desirability of having refiner-owned retail outlets is unclear. Were retail service stations independently owned and operated, there would likely be more incentive and opportunity to offer the best price and compete for the retail customer. Also, under such a system, it might be easier to monitor the effective monopoly certain refiners hold in regional markets.

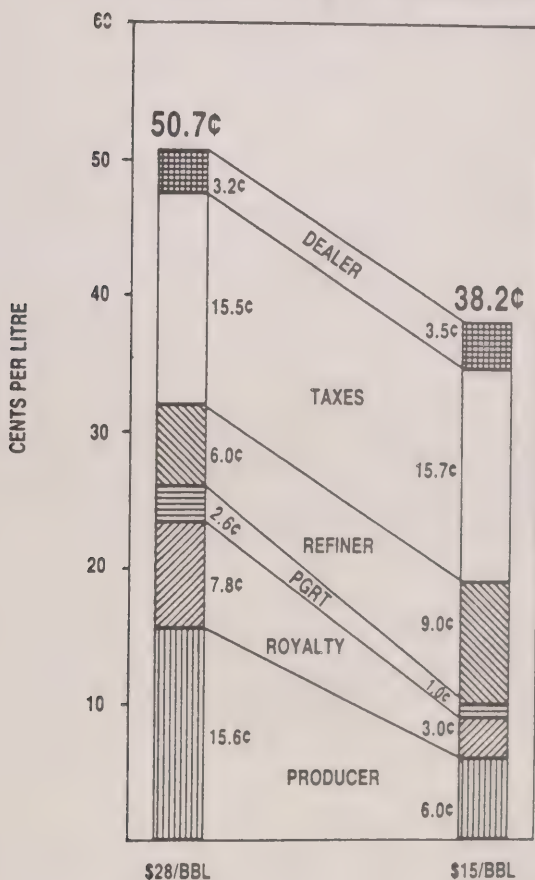
The Committee believes that every effort should be made to have the strongest competition in the interest of the consumer and of an efficient allocation of resources. This is particularly germane to the refining and marketing operations of the petroleum industry because many Canadians perceive that competition there is weak. This is also evidenced by concerns echoed in the press which reported dissatisfaction as to the speed and extent to which retail pump prices followed the price of crude oil downward.

The Committee did not investigate this matter deeply enough to form a definitive conclusion. However, certain findings cause the Committee concern: the trend of refinery closures over recent years, the increased concentration in the downstream sector, practices such as the new rack pricing arrangements and the vagueness of explanations relating to retail price determination.

Figure 4 is taken from a paper presented by R.H. Robinson of Loewen, Ondaatje, McCutcheon & Company at the May 8, 1986 Toronto conference on *Oil Prices: Impacts, Actions & Responses*. It provides an estimated breakdown of the retail gasoline price in the Toronto area, based upon a crude cost of \$28.00 per barrel in January 1986 and a crude cost of \$15.00 per barrel in April 1986. The analysis assumed that there was not a premature decline in refined product prices leading to inventory losses (i.e., that higher-priced Western Canadian crude had worked its way through the system before savings were passed on to consumers).

FIGURE 4

**RETAIL GASOLINE PRICE STRUCTURE**  
**TORONTO REGION @ \$28/BBL and \$15/BBL**





The Committee is inclined to recommend further study to open up the relationship between refineries and distributors. The long-awaited and lengthy report *Competition in the Canadian Petroleum Industry*, prepared by the Restrictive Trade Practices Commission, and the related evidence and argument documents, contain a wealth of information and technical analysis. There should be continuing surveillance of the industry and follow-up to see what progress is made in implementing the recommendations of the RTPC.

The matter of competition and concentration requires and will be receiving more attention from Parliamentary Committees studying competition policy and bills. This Committee believes that consumers must be convinced that laws and enforcement are effective in maximizing competition. To this end the Committee advocates strong anti-combines legislation as a principal means of protecting consumer interests. Further the creation of a monitoring group with a mandate to scrutinize pricing behaviour and taxation in the industry — as recommended earlier in this Report — would keep both the industry and consumers aware of competition concerns.

## **B. Wholesale Product Pricing**

The petroleum industry exhibits the characteristics of an oligopolistic market structure, where several large capital-intensive firms account for the greater share of the market according to various measures. Typically barriers to entry and exit are high, and stability of market share is important to the firms, because price wars can be devastating to the point of reducing revenue far below levels necessary to support such capital-intensive enterprises.

Among the practices found worrisome to the Committee is the current system of rack pricing implemented by several of the major refiners. Rack prices are wholesale prices charged to various classes of distributors. The main complaint about this system is that no discounts are permitted from the published rack price list.

On the face of it, one might assume that this one-price-for-all is a desirable and fair arrangement. However, in an oligopolistic market, the ability of purchasers to play off one wholesale supplier against another in price negotiations is vital in order to bring about the lowest transaction price. When the price schedule is published and no discounts are allowed, there is a danger that all companies might decide to announce their prices at the same level as those of the price leader, knowing that they will not secretly be undercut.

Under such arrangements the companies can rest assured that they will not lose any share of the market to competitors (unless there is other non-price competition).

The result could be transaction prices at higher levels than negotiated prices would have yielded. This would be to the detriment of consumers.

## **2. Role of Independent Marketers**

It is the Committee's view that the market position of independent marketers should be strong in the interest of maximizing competition. When only a few firms dominate an industry, it is important to guarantee independent operators full access to product supply on terms no worse than those which apply to the refiners' dealings with its own affiliated divisions. This includes not only price, but also promptness of information and delivery. Canadian refiners should not have higher prices for domestic product sales than for export sales.

## **3. Exchange Agreements Between Refineries**

Independent distributors raised the issue of product exchanges between refineries reducing the supply of product to which independents have access. Rather than shipping product from a parent refinery to its distant retail outlets, refiners make "swap" or exchange agreements with each other so that product from the nearest refinery is supplied to retail outlets of other companies nearby.

Refiners say exchanges are necessary in order to preserve competition, as they allow refiners to operate retail outlets in markets far from their refineries; and that exchanges reduce costs, because the refiner does not have to incur high transport costs shipping products to outlets in a retail chain located in distant markets.

However, if swaps were not allowed, the same amount of product would be produced and the same areas would be served. The important difference is that more local independent companies would be doing the retailing rather than the big service station chains.

While raising this as an issue, the Committee notes the conclusion of the Restrictive Trade Practices Commission, that the nature and extent of inter-refiner supply agreements do not give rise to competition problems that require general prohibitions or advance approvals.

## **E. Product Imports/Exports**

The Committee believes that open access to imported refined product is an important means of strengthening competition within Canada. If a viable import option exists, there will always be an alternative to purchasing product from Canadian refiners who hold a high degree of market power. This should have a moderating effect on the price demands of the Canadian refiners who are, after all, in business to sell their product, and must therefore price themselves at levels the same as or better than the foreign competition.

## **F. Retail Gasoline Prices**

The Committee does not believe that a complete description of how gasoline pump prices are determined arose during its hearings. This is a very complex matter. It is definitely not as simple as counting the travel time from the well-head to the gas pump. It appears that while input and operating costs are important factors, the critical factor in determining prices at the retail gasoline pump is the degree of competition in the local markets.

Table 3 indicates how the retail price of regular leaded gasoline has varied by province since 1971. An average value for Canada is included in the presentation. The price differentials from province to province are greater than can be accounted for by transportation and distribution costs and provincial taxes.

The Committee advocates whatever arrangements would put the greatest ability to act aggressively and competitively in the hands of individual service station operators, so that they have effective power to determine their prices and compete for customers.

The Committee is concerned about the degree of influence on retail pump prices exerted by the refiners, including the trend to more instances of managed accounts, whereby refiners operate stations under a number of brand names in the same market area. Also, the practice of selling surplus retail outlets under "non-petroleum use covenants" (which prevent new owners from using the site to sell gasoline products) should be prohibited.



**TABLE 3**  
**Representative Retail Prices**  
**Regular Leaded Gasoline**  
**By Province**  
**1971 - 1986**

Cents Per Litre											
<u>PERIOD</u>	<u>NFLD</u>	<u>PEI</u>	<u>NS</u>	<u>NB</u>	<u>QUE</u>	<u>ONT</u>	<u>MAN</u>	<u>SASK</u>	<u>ALTA</u>	<u>BC</u>	<u>CANADA</u>
1971	13.2	..	11.6	11.7	10.7	11.5	11.1	11.5	10.6	10.9	11.2
1972	13.6	..	12.0	12.0	10.6	11.7	11.3	11.7	10.8	11.2	11.3
1973	14.3	13.8	12.9	12.9	11.6	12.3	11.8	11.7	11.4	11.8	12.0
1974	16.4	15.3	14.5	14.8	14.1	14.3	13.0	12.9	12.5	13.4	13.9
1975	18.9	17.9	16.8	16.9	15.7	16.3	15.3	14.8	15.1	15.6	15.9
1976	21.0	20.1	19.0	18.2	17.5	18.2	17.6	17.0	16.7	17.0	17.7
1977	22.9	21.7	20.9	20.0	18.9	19.6	18.8	19.1	17.6	18.9	19.2
1978	24.3	23.3	21.8	21.5	19.9	20.3	19.6	20.7	17.0	19.7	20.0
1979	26.1	24.9	23.6	23.0	22.3	22.5	21.0	22.0	17.8	21.5	21.9
1980	30.5	29.2	27.4	26.2	26.3	26.6	25.3	26.1	21.0	26.0	25.9
1981	40.3	40.4	36.1	35.3	36.7	35.8	34.2	35.8	28.8	36.0	35.3
1982	47.9	48.1	44.6	42.5	49.1	42.3	39.4	37.2	34.3	42.1	42.9
1983	52.6	52.2	49.5	48.2	52.7	43.7	45.5	38.6	38.9	45.8	45.9
1984	55.2	55.2	52.1	49.4	54.9	46.2	46.5	42.0	40.9	50.0	48.4
1985	JAN 58.5	58.5	56.1	53.9	58.9	50.2	48.0	45.3	42.4	53.6	51.9
	FEB 59.0	59.1	56.2	54.9	59.3	49.2	43.8	45.8	42.6	52.1	51.4
	MAR 59.1	57.1	56.3	55.3	59.3	49.0	47.3	45.8	42.5	47.4	51.0
	APR 59.4	57.0	57.3	51.7	55.2	47.8	52.2	45.9	43.6	54.2	50.5
	MAY 59.4	56.9	56.4	50.2	56.9	45.9	52.2	45.9	44.0	54.2	50.2
	JUN 59.1	56.5	56.0	49.2	56.3	46.1	51.5	45.3	44.3	53.6	50.0
	JUL 58.9	56.2	56.0	49.0	56.3	44.4	49.3	45.3	43.3	53.8	49.2
	AUG 58.9	56.2	55.8	51.5	56.1	46.2	46.9	40.2	42.3	53.6	49.3
	SEP 60.9	58.4	57.7	55.9	57.8	49.1	52.9	43.7	43.6	55.6	51.8
	OCT 61.3	58.8	57.7	58.9	57.8	49.5	54.1	43.8	44.6	55.6	52.2
	NOV 61.5	58.7	57.7	58.9	58.4	50.2	53.1	44.1	45.3	55.5	52.7
	DEC 62.6	58.9	58.1	59.8	58.4	50.7	54.2	44.4	45.6	55.5	53.0
AVERAGE	59.9	57.7	56.8	54.1	57.6	48.2	50.5	44.6	43.7	53.7	51.1
1986	JAN 63.6	59.5	58.1	60.8	58.6	50.3	54.7	44.8	46.0	56.3	53.2
	FEB 63.2	59.1	57.7	60.8	58.9	51.0	54.6	44.7	47.1	55.3	52.8 (1)
	MAR 60.4	56.2	54.9	57.9	56.2	46.9	51.6	41.6	44.0	52.8	50.5 (1)
	APR 53.7	49.7	50.1	52.8	50.1	40.2	45.4	30.9	36.4	45.7	43.8

NOTE (1): These two values were obtained from the Oil Pricing & Market Analysis Division, EMR, June 3, 1986.

SOURCE: Energy Mines and Resources, Ottawa, as submitted to the Committee by the Government of Newfoundland and Labrador.



## APPENDIX A

### WITNESSES

Issue No.	Date	Organizations and Witnesses
20	March 6, 1986	<p><b>From the Department of Energy, Mines and Resources:</b>            Mr. Robert Skinner, Assistant Deputy Minister, Energy Commodities Sector;            Mr. David Oulton, Director General, Oil Branch, Energy Commodities Sector;            Mr. Jacques Rochon, Chief, Federal-Provincial-Territorial Energy Relations, Energy Policy Analysis Sector;            Mr. Mark von Schellwitz, Research Assistant, Office of the Minister.</p> <p><b>From Northridge Petroleum Marketing, Inc.:</b>            Mr. D.W. Minion, Chairman;            Mr. Robert W. McKenzie, Controller;            Mr. Eric Hobson, General Manager, Crude Oil Operations.</p> <p><b>From the National Energy Board:</b>            Mr. Roland Priddle, Chairman;            Mr. W.A. Scotland, Associate Vice Chairman of the Board and Chairman of the Standing Panel on Oil;            Mr. Peter Miles, Director General, Energy Regulation;            Mr. Ross White, Director, Oil Branch;            Mr. Alan Hiles, Director, Energy Supply Branch;            Mr. Jean Morel, Legal Counsel.</p>
21	March 20, 1986	<p><b>From BP Canada Inc.:</b>            Mr. M.A. Kirkby, President and Chief Executive Officer;            Mr. D.W. Mann, Manager, Planning - Oil and Gas Division, Business Development Department.</p>
23	April 14, 1986	<p>Mrs. Cora McAra and Mr. George McAra, Former Petro-Canada operators.</p>



Issue No.	Date	Organizations and Witnesses
23	April 14, 1986 (Cont.)	<p><b>From the Petroleum Marketers Association of Canada:</b>  Mr. James R. Conrad, Executive Vice-President;  Mr. Rick Hammond, T.G. Hammond Ltd.;  Mr. G.J. Overvelde, Francis Fuels Ltd.</p> <p><b>From the Canadian Automobile Association:</b>  Mr. R.B. Erb, Executive Vice-President;  Mr. Michael McNeil, Director, Public Relations and Government Affairs;  Mr. Richard Godding, Director, Technical and Travel Services;  Mr. Georges Lozano, Manager, Information Services.</p>
24	April 21, 1986	<p><b>From Universal Explorations (83) Ltd.:</b>  Mr. J.A. Mercier, President.</p> <p><b>From Strand Oil &amp; Gas Ltd.:</b>  Mr. Dennis R. Gieck, President.</p>
25	April 28, 1986	<p><b>From Esso Petroleum Canada:</b>  Mr. G.H. Thomson, President;  Mr. Roger Purdie, Vice-President, Marketing;  Mr. Don Penrose, Vice-President, Planning and Administration.</p> <p><b>From Texaco Canada Inc.</b>  Mr. Stuart J. Walker, Senior Vice-President;  Mr. Colin C. Wild, General Manager, Supply and Distribution;  Mr. Douglas W. Maddock, Federal Government Relations.</p> <p><b>From Texaco Canada Resources:</b>  Mr. Neal H. Eggen, Senior Vice-President.</p>
26	May 5, 1986	<p><b>From Husky Oil Limited:</b>  Mr. Arthur R. Price, President;  Mr. J. Tom Graham, Manager, Heavy Oil Engineering, Heavy Oil Division;  Mr. D.O. Gurel, Manager, Production.</p> <p><b>From Petro-Canada Inc.:</b>  Mr. R.J. Mayo, President, Petro-Canada Products Division;  Mr. G.N. Beauregard, Senior Vice-President, Eastern Region, Petro-Canada Products Division;  Mr. W.R. Twiss, Vice-President, Corporate Planning, Petro-Canada Inc.  Mr. J.F. Bechtold, Senior Director, Supply Co-ordination, Petro-Canada Products Division.</p> <p><b>From Ultramar Canada Inc.:</b>  Mr. L.D. Woodruff, Chairman of the Board.</p>

Issue No.	Date	Organizations and Witnesses
27	May 6, 1986	<b>From PanCanadian Petroleum Limited:</b> Mr. Bartlett B. Rombough, President and Chief Executive Officer; Mr. W.C. Reinwart, Vice-President, Marketing; Mr. R.J. Innes, Vice-President, Economy and Planning.
28	May 12, 1986	<b>From Shell Canada Limited:</b> Mr. D.J. Taylor, Executive Vice-President; Mr. J.A. Holmes, Manager, International Trading; Mr. C.W. Pegg, Advisor, Business Issues; Mr. J.A. Dickson, Manager, Supplies and Operations Planning.  <b>From the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors:</b> Mr. John A. Niedermaier, President; President, Badger Drilling Ltd.; President, Petro Well Servicing; Mr. Ron W. Waye, Chairman, Service Rig Division; President, Widney Well Servicing Ltd.; Mr. Gordon R. Rowan, Vice-President; President Cactus Drilling; Mr. J.G. Williams, Past President; President ADECO Drilling & Engineering Co. Ltd.; Mr. Don M. Herring, Managing Director.  <b>From Suncor Inc.:</b> Mr. T.H. Thomson, President and Chief Executive Officer; Mr. H.B. Maxwell, Vice-President, Government Affairs; Dr. G.A.T. Allan, Director, Planning and Control, Oil Sands Group.





SUBMISSIONS

The Committee received submissions from the following groups and individuals:

ALBERTA, GOVERNMENT OF, ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD,  
Calgary, Alberta

AIR TRANSPORT ASSOCIATION OF CANADA, Calgary, Alberta

BP CANADA INC., Toronto, Ontario

CANADIAN AUTOMOBILE ASSOCIATION, Ottawa, Ontario

CANADIAN ASSOCIATION OF OILWELL DRILLING CONTRACTORS,  
Calgary, Alberta

ESSO PETROLEUM CANADA, Toronto, Ontario

EXTERNAL AFFAIRS, DEPARTMENT OF, Ottawa, Ontario

GALLAGHER, MR. J.P., Calgary, Alberta

HUNTER, MR. L.J., Vancouver, British Columbia

HUSKY OIL LIMITED, Calgary, Alberta

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF CANADA, Calgary, Alberta

INTERPROVINCIAL PIPE LINE LIMITED, Toronto, Ontario

McARA, MRS. CORA AND MR. GEORGE, Gravenhurst, Ontario

NATIONAL ENERGY BOARD, Ottawa, Ontario

NEW BRUNSWICK, GOVERNMENT OF, MINISTRY OF FORESTS, MINES &  
ENERGY, Fredericton, New Brunswick

NEWFOUNDLAND AND LABRADOR, GOVERNMENT OF, DEPARTMENT OF  
MINES AND ENERGY, St. John's, Newfoundland

PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED, Calgary, Alberta

PETRO-CANADA INC, Calgary, Alberta

PETROLEUM MARKETERS ASSOCIATION OF CANADA, Toronto, Ontario

QUEBEC, GOVERNMENT OF, MINISTRY OF ENERGY AND RESOURCES,  
Quebec, Quebec

SHELL CANADA LIMITED, Calgary, Alberta

SUNCOR INC., Toronto, Ontario

TEXACO CANADA LTD., Don Mills, Ontario

ULTRAMAR CANADA INC., Don Mills, Ontario

UNIVERSAL EXPLORATIONS LTD., Calgary, Alberta

Respectfully submitted,

Earl A. Hastings  
*Chairman*



## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MAY 13, 1986

(58)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 12:15 p.m. this day *in camera*, the Deputy Chairman, the Honourable R. James Balfour, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Hays, and Olson. (4)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics); *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

Messrs. Dean Clay and Lawrence Harris made a statement and answered questions.

At 12:55 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

TUESDAY, MAY 27, 1986

(59)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 12:00 p.m. this day *in camera*, the Deputy Chairman, the Honourable R. James Balfour, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Barootes, Doody, Kenny, Lefebvre, and Olson. (7)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics); *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

The Committee considered its Draft Report.

At 1:11 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

THURSDAY, MAY 29, 1986

(60)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 12:00 p.m. this day *in camera*, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding



*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Barootes, Doody, Hastings, Hays, Kenny and Lefebvre. (7)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics); *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

The Committee considered its Draft Report.

At 3:15 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

TUESDAY, JUNE 3, 1986  
(61)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 12:00 p.m. this day *in camera*, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Balfour, Hastings, Kenny, Lefebvre and Olson. (5)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics); *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

The Committee considered its Draft Report.

At 1:15 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

THURSDAY, JUNE 5, 1986  
(63)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 12:00 p.m. this day *in camera*, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Hastings, Kenny, Lefebvre, Lucier and Olson. (7)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics); *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

The Committee considered its Draft Report.

At 2:00 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

MONDAY, JUNE 9, 1986

(64)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 10:00 a.m. this day *in camera*, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Barootes, Doody, Hastings, Hays, Kenny, Lefebvre and Olson. (9)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics); *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

The Honourable Senator Kenny moved that submissions received from groups or individuals who did not appear before the Committee be published in a separate Issue of Proceedings.

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative.

The Committee considered its Draft Report.

At 2:40 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

WEDNESDAY, JUNE 11, 1986

(65)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 6:00 p.m. this day *in camera*, the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Members of the Committee present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Barootes, Doody, Hastings, Hays, Kenny, and Lefebvre. (8)

*In attendance: From the Committee Research Office:* Mr. Dean Clay (Science and Technology); Mr. Lawrence Harris (Economics); *From the Office of the Chairman:* Ms. Karen Wheeler, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee, in compliance with the Order of Reference dated December 18, 1984, resumed its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

It was—

Ordered, that the Committee meet *in camera*.

The Committee considered its Draft Report.

The Honourable Senator Balfour moved that draft report, as amended under the direction of the Chairman and Deputy Chairman, be adopted as the Fifth Report of the Committee and that, pursuant to Rule 78(1), the Report be tabled in the Senate.

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative.

The Honourable Senator Lefebvre moved that the Committee print 4,000 copies in both official languages of the Report as a regular Issue of Proceedings with a special cover.

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative.

At 10:05 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*



*Membres du comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Barrotes, Dooddy, Hastings, Hays, Kenny, et Lefebvre. (8)

*Egalement présents:* Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). Du Bureau du président: Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

L'honorable sénateur Balfour propose que le projet de rapport, tel qu'amendé sous la direction du président et du vice-président, soit adopté en tant que cinquième projet de rapport du comité et que, conformément à l'article 78(1) du Règlement, le rapport soit déposé au Sénat.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

L'honorable sénateur Lefebvre propose que le comité imprime 4 000 exemplaires en anglais et en français du rapport sous forme de fascicule régulier des délibérations muni d'une couverture spéciale.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

À 10 h 05, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTE:

*Le greffier du comité*

Timothy Ross Wilson

*Membres du comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Hastings  
Kennedy, Lefebvre, Lucier et Olson. (7)

*Egalement présents:* Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et  
technologie) et M. Lawrence Harris (Economie). Du Bureau du président: Mme Karen  
Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de  
tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur  
l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 14 heures, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du  
président.

LE LUNDI 9 JUIN 1986

(64)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit  
aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings  
(président).

*Membres du comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Baroote, Doody,  
Hastings, Hays, Kennedy, Lefebvre et Olson. (9)

*Egalement présents:* Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et  
technologie) et M. Lawrence Harris (Economie). Du Bureau du président: Mme Karen  
Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de  
tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur  
l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

L'honorable sénateur Kennedy propose que les mémoires présentés par des groupes ou des  
individus qui n'ont pas témoigné devant le comité, fassent l'objet d'un fascicule distinct des  
délibérations.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 14 h 40, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MERCREDI 11 JUIN 1986

(65)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit  
aujourd'hui à 18 heures à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A.  
Hastings (président).

LE MARDI 29 MAI 1986  
(60)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Membres du comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Barootes, Doody, Hastings, Hays, Kenny et Lefebvre. (7)

*Egalement présents:* Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). Du Bureau du président: Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 15 h 15, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MARDI 3 JUIN 1986  
(61)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Membres du comité présents:* Les honorables sénateurs Balfour, Hastings, Kenny, Lefebvre et Olson. (5)

*Egalement présents:* Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Économie). Du Bureau du président: Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 13 h 15, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE JEUDI 5 JUIN 1986  
(63)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).



# PROCES-VERBAUX

LE MARDI 13 MAI 1986

(58)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 12 h 15 à huis-clos sous la présidence de l'honorable sénateur R. James Balfour (vice-président).

*Membres du comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Hays, et Olson. (4)

*Egalement présents:* Du Bureau de recherche du comité M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Economie). Du Bureau du président: Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis-clos.

MM. Dean Clay et Lawrence Harris font une déclaration et répondent aux questions.

À 12 h 55, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MARDI 27 MAI 1986

(59)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à midi à huis clos sous la présidence de l'honorable sénateur R. James Balfour (vice-président).

*Membres du comité présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Barvoetes, Doody, Kenny, Lefebvre et Olson. (7)

*Egalement présents:* Du Bureau de recherche du comité: M. Dean Clay (Science et technologie) et M. Lawrence Harris (Economie). Du Bureau du président: Mme Karen Wheeler, adjointe administrative du comité.

Conformément à l'ordre de renvoi du 18 décembre 1984, le comité poursuit l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

Il est convenu: Que le comité siège à huis clos.

Le comité étudie son projet de rapport.

À 13 h 11, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.



## MÉMOIRES

Le comité a reçu des soumissions des groupes et particuliers suivants:

ALBERTA, GOUVERNEMENT DE L'ENERGY RESOURCES CONSERVATION  
 BOARD, Calgary (Alberta)  
 ASSOCIATION CANADIENNE DES AUTOMOBILISTES, Ottawa (Ontario)  
 AIR TRANSPORT ASSOCIATION OF CANADA, Ottawa (Ontario)  
 ASSOCIATION CANADIENNE DE COMMERCIALISATION DES PRODUITS  
 PÉTROLIERS, Toronto (Ontario)

BP CANADA INC., Toronto (Ontario)

CANADIAN ASSOCIATION OF OILWELL DRILLING CONTRACTORS,  
 Calgary (Alberta)

ESSO RESSOURCES CANADA LIMITEE, Toronto (Ontario)

GALLAGHER, M. J. P., Calgary (Alberta)

HUNTER, M. S. J., Vancouver (Colombie-Britannique)  
 HUSKY OIL LIMITED, Calgary (Alberta)

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF CANADA, Calgary (Alberta)  
 INTERPROVINCIAL PIPE LINE LIMITED, Toronto (Ontario)

McARA, MME CORA ET M. GEORGE, Gravenhurst (Ontario)

NOUVEAU-BRUNSWICK, GOUVERNEMENT DU, MINISTÈRE DES FORÊTS, DES  
 MINES ET DE L'ÉNERGIE, Fredericton (Nouveau-Brunswick)

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, Ottawa (Ontario)

PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED, Calgary (Alberta)  
 PETRO-CANADA INC., Calgary (Alberta)

QUÉBEC, GOUVERNEMENT DU, MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES  
 RESSOURCES, Québec (Québec)

SHELL CANADA LIMITEE, Calgary (Alberta)  
 SUNCOR INC., Toronto (Ontario)

TERRE-NEUVE ET DU LABRADOR, GOUVERNEMENT DE, DÉPARTEMENT DES  
 MINES ET DE L'ÉNERGIE, St. John's (Terre-Neuve)  
 TEXACO CANADA LTD., Don Mills (Ontario)

ULTRAMAR CANADA INC., Don Mills (Ontario)  
 UNIVERSAL EXPLORATIONS LTD., Calgary (Alberta)

Respectueusement soumis,  
 Le président  
 Earl A. Hastings





26	5 mai 1986	(suite et fin)	<p>M. J. F. Bechtold, directeur divisionnaire principal, Coordination de l'approvisionnement, Produits Petro-Canada.</p> <p><b>De «Ultramar Canada Inc.»:</b></p> <p>M. L. D. Woodruff, président du conseil d'administration.</p>
27	6 mai 1986		<p><b>De «PanCanadian Petroleum Limited»:</b></p> <p>M. Bartlett B. Rombough, président et chef de la direction;</p> <p>M. W. C. Reinwart, vice-président, Marketing;</p> <p>M. R. J. Innes, vice-président, Economie et planification.</p>
28	12 mai 1986		<p><b>De Shell Canada Limitée:</b></p> <p>M. D. J. Taylor, vice-président exécutif;</p> <p>M. J. A. Holmes, directeur, Opérations internationales;</p> <p>M. C. W. Pegg, conseiller, Questions commerciales;</p> <p>M. J. A. Dickson, directeur, Planification des approvisionnements et des opérations.</p> <p><b>De la «Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors»:</b></p> <p>M. John A. Niedermaier, président; président, «Badger Drilling Ltd.»; président, «Petro Well Servicing»;</p> <p>M. Ron W. Wayer, président, «Service Rig Division»; président, «Widney Well Servicing Ltd.»;</p> <p>M. Gordon R. Rowan, vice-président; président, «Cactus Drilling &amp; Engineering Co. Ltd.»;</p> <p>M. J. G. Williams, ancien président; président «ADECO Drilling &amp; Engineering Co. Ltd.»;</p> <p>M. Don M. Herring, directeur exécutif.</p>
<b>De Suncor Inc.:</b>			
<p>M. T. H. Thomson, président et directeur général;</p> <p>M. H. B. Maxwell, vice-président, Affaires gouvernementales;</p> <p>M. G. A. T. Allan, directeur, Planification et contrôle, Groupe des sables bitumineux.</p>			

23 14 avril 1986 (suite et fin)  
De l'Association canadienne de commercialisation des  
produits pétroliers:  
M. James R. Conrad, vice-président exécutif;  
M. Rick Hammond, «T.G. Hammond Ltd.»;  
M. G.J. Overvelde, «Francis Fuels Ltd.»

De l'Association canadienne des automobilistes:

M. R.B. Erb, vice-président exécutif;  
M. Michael McNeil, directeur, Relations publiques et affaires  
gouvernementales;  
M. Richard Godding, directeur, Services techniques et voyages;  
M. Georges Lozano, directeur adjoint, Services d'information.

24 21 avril 1986  
De «Universal Explorations (83) Ltd.»:  
M. J.A. Mercier, président.

De «Strand Oil & Gas Ltd.»:  
M. Dennis R. Gieck, président.

25 28 avril 1986  
D'Esso Ressources Canada Limitée:

M. G.H. Thomson, président;  
M. Roger Purdie, vice-président, Marketing;  
M. Don Penrose, vice-président, Planification et administration.

De Texaco Canada Inc.:

M. Stuart J. Walker, vice-président principal;  
M. Colin C. Wild, directeur général, Approvisionnement et  
distribution;  
M. Douglas W. Maddock, directeur, Relations avec le gouvernement  
fédéral.

De «Texaco Canada Resources»:

M. Neal H. Eggen, vice-président principal.

26 5 mai 1986

De «Husky Oil Limited»:

M. Arthur R. Price, président;  
M. J. Tom Graham, gérant, Ingénierie du pétrole brut, Division du  
pétrole brut;  
M. D.O. Gurel, gérant, Production.

De Petro-Canada Inc.:

M. R.J. Mayo, président, Produits Petro-Canada;  
M. G.N. Beuregard, vice-président principal, région de l'Est,  
Produits Petro-Canada;  
M. W.R. Twiss, vice-président, planification générale, Petro-  
Canada Inc.



ANNEXE A

LISTE DES TÉMOINS

No de fasc.	Date	Organismes et témoins
-------------	------	-----------------------

20	6 mars 1986	<p><b>Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:</b></p> <p>M. Robert Skinner, sous-ministre adjoint, Secteur des ressources énergétiques;</p> <p>M. David Oulton, directeur général, Direction du pétrole, Secteur des ressources énergétiques;</p> <p>M. Jacques Rochon, chef, Relations fédérales, provinciales et territoriales concernant l'énergie, Secteur de l'analyse de la politique énergétique;</p> <p>M. Mark von Schellwitz, assistant dans le domaine de la recherche, Cabinet de la ministre.</p>
----	-------------	--

		<p><b>De «Northridge Petroleum Marketing, Inc.»:</b></p> <p>M. D. W. Minton, président;</p> <p>M. Robert W. McKenzie, contrôleur;</p> <p>M. Eric Hobson, directeur, Exploitation du pétrole brut.</p> <p><b>De l'Office national de l'énergie:</b></p> <p>M. Roland Priddle, président;</p> <p>M. W. A. Scotland, vice-président associé de l'Office et président du Comité permanent du pétrole;</p> <p>M. Peter Miles, directeur général, Réglementation de l'énergie;</p> <p>M. Ross White, directeur, Direction du pétrole;</p> <p>M. Alan Hiles, directeur, Direction des approvisionnementnements énergétiques;</p> <p>Me Jean Morel, conseiller juridique.</p>
--	--	---

21	20 mars 1986	<p><b>BP Canada Inc.:</b></p> <p>M. M. A. Kirkby, président et directeur général;</p> <p>M. D. W. Mann, gérant de la planification, Division du pétrole et du gaz naturel, Direction des activités commerciales.</p>
----	--------------	--

23	14 avril 1986	<p>Mme Cora McAra et M. George McAra, ex-exploitants de station-service Petro-Canada.</p>
----	---------------	---



TABLEAU 3

Prix de détail représentatifs du marché  
Essence ordinaire avec plombpar province  
1971 - 1986

cents/litre

ODE	T-N	I-P-E	N-E	N-B	QUÉ	ONT	MAN	SASK	ALB	C-B	CANADA
13,2	13,6	12,0	11,6	11,7	10,7	11,5	11,1	11,5	10,6	10,9	11,2
14,3	13,8	12,9	12,9	12,9	11,6	12,3	11,8	11,7	11,4	11,8	12,0
16,4	15,3	14,5	14,8	14,1	14,3	13,0	13,0	12,9	12,5	13,4	13,9
18,9	17,9	16,8	16,9	15,7	16,3	15,3	14,8	15,1	15,6	15,9	15,9
21,0	20,1	19,0	18,2	17,5	18,2	17,6	17,0	16,7	17,0	17,7	17,7
22,9	21,7	20,9	20,0	18,9	19,6	18,8	19,1	17,6	18,9	19,2	19,2
24,3	23,3	21,8	21,5	19,9	20,3	19,6	20,7	17,0	19,7	20,0	20,0
26,1	24,9	23,6	23,0	22,3	22,5	21,0	22,0	17,8	21,5	21,9	21,9
30,5	29,2	27,4	26,2	26,3	26,6	25,3	26,1	21,0	26,0	25,9	25,9
40,3	40,4	36,1	35,3	36,7	35,8	34,2	35,8	28,8	36,0	35,3	35,3
47,9	48,1	44,6	42,5	42,7	42,3	39,4	37,2	34,3	42,1	42,9	42,9
52,6	52,2	49,5	48,2	52,7	43,7	45,5	38,6	38,9	45,8	45,9	45,9
55,2	55,2	52,1	49,4	54,9	46,2	46,5	42,0	40,9	50,0	48,4	48,4
JAN	58,5	56,1	53,9	58,9	50,2	48,0	45,3	42,4	53,6	51,9	51,9
FÉV	59,0	59,1	56,2	54,9	59,3	49,2	43,8	45,8	42,6	52,1	51,4
MAR	59,1	57,0	56,3	55,3	59,3	49,0	47,3	45,8	42,5	47,4	51,0
AVR	59,4	57,0	57,3	55,2	55,2	47,8	52,2	45,9	43,6	54,2	50,5
MAI	59,4	56,9	56,4	56,9	56,9	45,9	52,2	45,9	44,0	54,2	50,2
JUN	59,1	56,5	56,0	49,2	56,3	46,1	51,5	45,3	44,3	53,6	50,0
JUIL	58,9	56,2	56,0	49,0	56,3	44,4	49,3	45,3	43,3	53,8	49,2
AOÛT	58,9	56,2	55,8	51,5	56,1	46,2	46,9	43,7	42,3	53,6	49,3
SEPT	60,9	58,4	57,7	55,9	57,8	49,1	52,9	43,6	43,6	55,6	51,8
OCT	61,3	58,8	57,7	58,9	57,8	49,5	54,1	43,8	44,6	55,6	52,2
NOV	61,5	58,7	57,7	58,9	58,4	50,2	53,1	44,1	45,3	55,5	52,7
DÉC	62,6	58,9	58,1	59,8	58,4	50,7	54,2	44,4	45,6	55,5	53,0
JAN	59,9	57,7	56,8	54,1	57,6	48,2	50,5	44,6	43,7	51,1	51,1
FÉV	63,2	59,1	57,7	60,8	58,9	51,0	54,6	44,7	47,1	55,3	52,8 (1)
MAR	60,4	56,2	54,9	57,9	56,2	46,9	51,6	41,6	44,0	52,8	50,5 (1)
AVR	53,7	49,7	50,1	52,8	50,1	40,2	45,4	30,9	36,4	45,7	43,8

(1) : Ces deux valeurs ont été obtenues de la Division, Analyse du marché et des prix du pétrole, EMR, 3 juin 1986.

CE : Énergie, Mines et Ressources, Ottawa, chiffres fournis au comité par le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador.



## E. Importations/exportations de pétrole

Le comité estime que l'accès libre à des produits pétroliers raffinés importés est un moyen important de renforcer la concurrence au Canada. La présence d'une option d'importation viable permet d'acheter du pétrole ailleurs qu'auprès des raffineries canadiennes qui sont très puissantes sur le marché. Cette possibilité devrait avoir un effet modérateur sur les demandes des raffineries canadiennes en matière de prix, ces raffineries étant en affaires pour vendre leurs produits et devant par conséquent en fixer le prix à un niveau équivalent ou inférieur à celui des concurrents étrangers.

## F. Les prix de détail de l'essence

Le comité estime qu'il n'a pas obtenu durant ses audiences un tableau complet de la façon dont les prix de l'essence à la pompe sont établis. C'est d'ailleurs une question fort complexe. Ce n'est en tout cas pas aussi simple que de mesurer le temps d'acheminement depuis la tête de puits jusqu'à la pompe. Il semble que les coûts d'exploitation et d'intrants sont des facteurs importants, mais que le facteur déterminant pour l'établissement du prix à la pompe est l'intensité de la concurrence sur les marchés locaux.

Le tableau 3 illustre combien le prix de détail de l'essence régulière avec plomb a varié d'une province à l'autre depuis 1971. On y trouve aussi la valeur du prix moyen au Canada. Les écarts de prix entre les diverses provinces sont si grands qu'ils ne peuvent s'expliquer uniquement par les frais de transport et de distribution, et par les taxes provinciales.

Le comité est favorable aux arrangements qui donneraient aux exploitants de stations-service les moyens d'agir de façon dynamique et concurrentielle afin d'avoir vraiment leur mot à dire dans l'établissement des prix et de pouvoir s'attirer des clients.

Le comité s'inquiète de l'influence des raffineries sur l'établissement des prix à la pompe, et notamment de la tendance à confier leurs points de vente à des gérants, et partant, à exploiter plusieurs stations sous diverses marques dans la même région. De même, les contrats de vente de stations fermées qui comportent des clauses limitant la destination future des lieux (empêchant les nouveaux propriétaires d'utiliser les lieux pour la vente d'essence) devraient être interdits.

Dans le cadre de tels accords les entreprises sont assurées de ne pas se faire ravir leur part du marché par des concurrents (à moins que la concurrence s'exerce à un autre niveau). Il pourrait en résulter un prix de transaction plus élevé que ne l'aurait été un prix négocié à la pièce. Ce qui serait au détriment du consommateur.

### C. Le rôle des indépendants

Le comité est d'avis que, pour que la concurrence puisse s'exercer au maximum, les indépendants devraient être fermement établis sur le marché. Lorsqu'une industrie est dominée par quelques entreprises, les indépendants doivent avoir la garantie de pouvoir s'approvisionner en tout temps à des conditions qui ne sont pas pires que celles offertes par les raffineurs à leurs filiales. Et cela ne vise pas seulement le prix mais aussi la rapidité de l'information et de livraison. Les raffineurs canadiens ne devraient pas avoir des prix plus élevés pour leurs ventes locales que pour leurs ventes à l'exportation.

### D. Les accords d'échange entre raffineries

Les indépendants ont soulevé le problème des échanges de produits entre raffineries, parce que ceux-ci réduisent l'approvisionnement auquel ils ont accès. Au lieu d'expédier du produit d'une raffinerie soeur à ses points de vente au détail éloignés, le raffineur fait des accords *swap*, ou d'échange, de sorte que le produit de la raffinerie la plus rapprochée est fourni aux points de vente au détail d'autres pétrolières voisines.

Les raffineurs disent que ces échanges sont nécessaires pour maintenir la concurrence parce qu'ils leur permettent d'avoir des points de vente loin de leurs installations. Ces échanges réduisent les coûts, et notamment les frais de transport, car le raffineur confie à d'autres le soin de ravitailler ses propres détaillants situés loin de la raffinerie.

Cependant, même sans ces *swaps*, le même volume de pétrole serait produit et les mêmes localités seraient desservies. L'importante différence est qu'un plus grand nombre d'entreprises indépendantes vendraient au détail plutôt que les grandes chaînes de station-service.

Tout en signalant ce problème, le comité note la conclusion de la Commission sur les pratiques restrictives du commerce voulant que la nature et le nombre des contrats d'approvisionnement inter-raffineries ne posent pas, en matière de concurrence, des problèmes qui exigeraient des interdictions générales ou des approbations à l'avance.

Une des pratiques qui inquiète le plus le comité est le régime actuel de prix-rampe de chargement adopté par plusieurs grands raffineurs. Ce prix est en fait un prix de gros exigé de diverses catégories de distributeurs. La principale plainte que ce régime suscite est l'impossibilité de s'écarter de la liste officielle de prix-rampe de chargement. À première vue, on pourrait penser qu'il est souhaitable et plus juste de n'avoir qu'un seul prix pour tout le monde. Mais dans un marché oligopolistique, il est vital que les acheteurs puissent opposer les fournisseurs entre eux afin de négocier le meilleur prix. Si aucun rabais n'est accordé après la publication du barème de prix, il y a un danger que toutes les pétrolières fixent leur prix au niveau de celle qui a la plus forte incidence sur le prix, puisqu'elles savent qu'elles ne feront pas de rabais en cachette.

Sous divers angles, l'industrie pétrolière a toutes les caractéristiques d'un marché oligopolistique, dont la part du lion est accaparée par quelques grandes entreprises de capital. Les barrières imposées à l'entrée et à la sortie sont toujours assez élevées et les entreprises tiennent beaucoup à la stabilité de leur part de marché, parce qu'une guerre des prix peut avoir des effets dévastateurs et réduire leurs recettes à des niveaux bien inférieurs à ceux requis pour le fonctionnement de cette industrie qui exige de si lourds investissements.

## B. Le prix des produits au gros

La question de la concurrence et de la concentration doit être et sera étudiée plus attentivement par les comités parlementaires qui examineront la politique et le projets de loi touchant les coalitions. Notre comité estime que les consommateurs doivent acquérir la conviction que les lois et leur application concourent à favoriser la concurrence. C'est pourquoi le comité privilégie l'adoption d'une loi anti-trust très ferme comme moyen de protéger les consommateurs. En outre, afin que les milieux pétroliers et les consommateurs soient bien conscients des questions de concurrence, il serait bon de mettre sur pied un groupe de surveillance ayant pour mandat précis de suivre l'évolution des prix et des taxes dans ce secteur, comme nous l'avons déjà recommandé dans ce rapport.

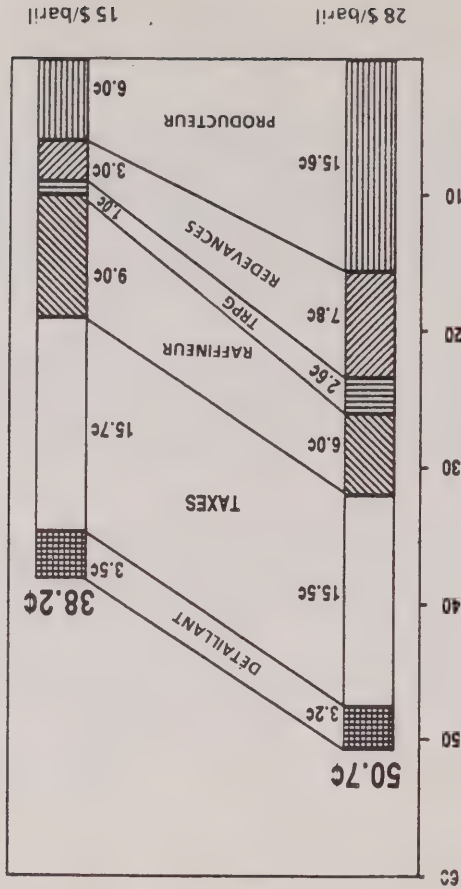
Le comité est donc enclin à recommander qu'on fasse plus de lumière sur le rapports existants entre les raffineries et les distributeurs. Le rapport volumineux et longtemps attendu sur *La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne*, préparé par la Commission sur les pratiques restrictives du commerce (CPRC), qui contient de nombreux témoignages et documents d'appui, présente une foule de renseignements et d'analyses techniques à ce sujet. Il faudrait continuer de surveiller cette industrie et voir notamment quelles suites seront données aux recommandations de la CPRC.



concentration accrue dans le secteur aval, les arrangements comme le prix-rampe de chargement et la confusion des explications touchant l'établissement des prix de détail.

Le graphique 4 est tiré d'un exposé présenté par R.H. Robinson de la firme Loewen, Ondaatje, McCutcheon & Company, à la conférence tenue le 8 mai 1986 à Toronto sur *Le prix du pétrole: Répercussions, actions et réactions*. On y donne une ventilation approximative du prix de détail de l'essence dans la région métropolitaine de Toronto, quand le brut cotait à 28 \$ le baril en janvier 1986 et à 15 \$ le baril en avril 1986. L'analyse présuppose qu'il n'y avait pas eu baisse prématurée du prix des produits de raffinage, et partant, qu'il n'y avait pas eu dévaluation des stocks en inventaire. (Le brut de l'Ouest canadien, qui coûte plus cher, avait pu être écoulé avant que la baisse du prix ne se répercute à la pompe.)

GRAPHIQUE 4  
VENTILATION DU PRIX DE DÉTAIL DE L'ESSENCE  
RÉGION DE TORONTO À 28 \$/baril et à 15 \$/baril



Le comité n'a pas vraiment approfondi cette question pour en tirer une conclusion définitive. Certaines constatations lui donnent une certaine inquiétude néanmoins: le nombre croissant de fermetures de raffineries depuis quelques années, le

Le comité croit qu'il faudrait tout faire pour susciter le maximum de concurrence dans l'intérêt du consommateur et pour une meilleure allocation de ressources. Et cela est particulièrement important en ce qui concerne les opérations de raffinage et de commercialisation de l'industrie pétrolière, parce que de nombreux Canadiens ont l'impression que la concurrence y est faible. Cette perception est confirmée par les sentiments d'insatisfaction rapportés dans la presse concernant la lenteur et le degré auxquels la baisse des prix du brut s'est répercutée sur les prix à la pompe.

Il n'est pas non plus très clair s'il serait opportun que les points de vente au détail appartiennent aux raffineries. Si les stations-service appartenaient à des PME, elles seraient gérées de façon indépendante, elles chercheraient davantage à offrir le meilleur prix et à s'attirer des clients. Dans un tel régime, également, il serait peut-être plus facile de surveiller le monopole effectif de certains raffineries sur les marchés régionaux.

Parmi les sujets d'inquiétude, l'intégration poussée de l'industrie pétrolière du Canada pourrait faire l'objet d'une étude plus approfondie. Il faudra peut-être, par souci de rentabilité, que le marché canadien relativement restreint ne soit desservi que par un petit nombre d'entreprises du secteur du raffinage. Un question devrait en tout état de cause être étudiée, à savoir s'il est nécessaire qu'il y ait au Canada des entreprises intégrées verticalement pour s'acquitter des fonctions et dispenser les services requis aux chapitres de la production, du raffinage et de la distribution du pétrole et de ses dérivés dans tout le pays. Les entreprises intégrées devraient-elles être divisées en entreprises de raffinage et de vente au détail indépendantes en amont?

Bien que la présente étude n'ait pas le mandat d'apprécier l'intensité de la concurrence dans l'industrie pétrolière, le comité n'a d'autre choix que de revendiquer ce domaine une loi anti-coalitions plus ferme et plus facilement applicable, qui définirait clairement les principes qui doivent régir la concurrence dans tous les secteurs.

Il n'a pas été clairement prouvé au comité que les points de vente au détail fonctionnent indépendamment de leurs fournisseurs en matière d'établissement du prix de détail. La plupart des stations-service sont affiliées à un grand raffineur et cette tendance semble augmenter.

Les raffineries prétendent que la concurrence est très serrée, ce qui expliquerait en partie les gains modestes provenant de ces activités. Le comité s'inquiète cependant d'un petit nombre de raffineries et de la tendance à la fermeture de raffineries au Canada depuis une dizaine d'années. Cette réduction de notre capacité renforce de toute évidence le pouvoir des raffineries sur les marchés régionaux.

Le Canada se trouve dans un dilemme spécial, la chute des prix du pétrole ayant des répercussions sur les producteurs canadiens de pétrole. Des milliers de personnes ont perdu leur travail dans notre industrie pétrolière et dans d'autres secteurs connexes. Les petits producteurs surtout risquent de s'effondrer. Certains indices donnent à penser que les prix accordés aux producteurs canadiens pour le pétrole brut sont parmi les plus bas pour du pétrole de qualité comparable — difficulté qui ajoute encore au stress de cette industrie.

Dans le secteur aval, les pétrolières — incluant les *majors* — ont dit au comité que la situation actuelle a fait de la commercialisation un des secteurs d'exploitation les plus difficiles.

En raison des prix peu élevés, les producteurs et les responsables de la commercialisation sont en difficulté. Et pourtant, il n'est pas certain que les consommateurs canadiens aient tiré tout le profit qu'ils auraient dû de la chute des prix. Il n'a pas été prouvé au comité que la baisse des prix de détail ait été proportionnelle aux nouvelles conditions sur les marchés internationaux, ni qu'elle les ait suivies d'assez tôt. Le comité en est donc venu à se demander si ce ne serait pas la structure du marché du secteur aval de commercialisation et de raffinage du pétrole canadien qui empêcherait, dans une certaine mesure, les baisses du prix du brut de se répercuter jusqu'aux utilisateurs finaux.

## A. La concurrence

Le comité a recueilli des opinions fort variées au sujet de la concentration et de l'état de la concurrence dans le secteur du raffinage et de la vente au détail. Ces opinions ont fréquemment contradictoires.





oute petite partie seulement de la production de brut léger a subi ce sort jusqu'à maintenant; c'est surtout dans les réservoirs de brut lourd que les abandons se sont produits.

Une fois abandonné, un puits ne produira plus jamais. Même les puits fermés temporairement produisent moins une fois réouverts. Les coûts supplémentaires occasionnés pour rendre à un puits sa productivité antérieure interdiraient probablement la réouverture des puits fermés temporairement, même si le prix du pétrole se redressait.

Au Canada comme aux États-Unis, on compte un grand nombre de « puits marginaux », c'est-à-dire des puits qui produisent très peu (aux États-Unis on considère comme marginal le puits dont la capacité de production est inférieure à 10 barils par jour). Un nombre non négligeable de ces puits a déjà été fermé aux États-Unis. En Alberta, environ un tiers des puits produisent 5 p. 100 du pétrole de la province et certains de ces puits à faible rendement risquent la fermeture.

après que les prix canadiens affichés eurent été fixés trop hauts; même si la production avait un peu diminué on produisait encore beaucoup trop de pétrole. L'ERCB, qui n'avait pas d'assez près la production à ce moment-là, n'a pris conscience de la gravité de la situation que lorsque l'IPL a dû refuser du pétrole pour des raisons de capacité.

La chute du prix du pétrole a aussi poussé à la surproduction: chacun voulant écouler le plus de pétrole possible avant que son prix ne baisse encore davantage. Le nombreuses entorses à la règle de proportionnalité au cours des premiers mois de 1986 on incité l'ERCB à intervenir et à modifier son contrôle réglementaire. Aujourd'hui, ce système a été resserré et des peines sévères frappent ceux qui produisent régulièrement trop.

### C. La récupération assistée et la fermeture temporaire des puits

L'ERCB a étudié l'effet de la baisse des prix sur la récupération assistée du pétrole. Ce phénomène aura, semble-t-il, moins d'effets qu'on ne le craignait, même si le prix actuels persistaient pendant plusieurs années.

L'injection d'eau, la méthode la plus simple et la plus répandue de récupération assistée du pétrole, est généralement rentable quel que soit le prix. Les méthodes plus dispendieuses comme l'injection de GPL (gaz de pétrole liquéfiés), de leur côté, se sont révélées plus avantageuses que prévu — avec la chute des prix, il est moins coûteux d'utiliser du GPL dans la récupération du pétrole.

Le régime actuel de redevances de l'Alberta encourage fortement les producteurs à faire de la récupération assistée. Il va de l'intérêt et du producteur et du gouvernement de récupérer la plus grande partie possible de cette richesse naturelle. L'ERCB a aussi noté qu'aucun procédé de RAP, mise à part l'injection d'eau, sera aujourd'hui rentable au prix actuel du pétrole s'il ne bénéficiait d'un rabais de redevances.

L'ERCB conclut donc, compte tenu du régime actuel de redevances, que les bas prix actuels ne menacent qu'un petit nombre de projets de RAP existants de l'Alberta. Il est cependant très peu probable que de nouveaux projets de RAP soient lancés, parce qu'ils exigent d'importantes mises de fonds initiales et que les entreprises ont, en ce moment, des problèmes de liquidités.

Un autre problème est celui de l'abandon ou de la fermeture temporaire de puits. À mesure que les gisements arrivent à épuisement, le taux de production des puits diminue et de plus en plus d'eau est pompée avec le pétrole. L'extraction du pétrole des puits ayant un rapport eau/pétrole élevé et une production faible coûte plus cher et, avec les prix actuels, certains d'entre eux ne sont plus rentables et risquent d'être fermés. Un



épasser le quota de production autorisé. Puisque ces gisements ne peuvent dépasser leur allocation, il est inutile d'effectuer un calcul proportionnel mensuel dans leur cas.

Il résulte de cela qu'environ 44 p. 100 de la production pétrolière de l'ouest du Canada en 1986 est du brut léger de l'Alberta sujet à la proportionnalité, comparativement à 68 p. 100 en 1973. Or, ce pourcentage diminue en fonction de la baisse de la production de brut léger, tandis que la production de brut lourd, de synchrude et de bitume augmente. Le temps voulu, il faudra soit modifier soit abandonner la proportionnalité dès lors que la production de brut de l'Alberta pouvant y être sujette ne justifiera plus le maintien du régime.

En conséquence, un sous-groupe de moins en moins grand de gisements de pétrole léger de l'Alberta doit absorber tous les contre-coups du régime de proportionnalité. Un des aspects de ce régime est, en effet, que les gisements plus productifs — c'est-à-dire ceux dont la production peut facilement être augmentée ou diminuée — ont à supporter le poids de la proportionnalité.

Au cours des premiers mois de mise en oeuvre du programme de ventes supplémentaires, une petite quantité de pétrole supplémentaire a été commercialisée au Canada. Plusieurs entreprises ont acheté ce pétrole pour combler les trous dans le pipeline (pétrole emmagasiné dans le pipeline), et la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta, à certains moments, été forcée de vendre à des acheteurs canadiens du pétrole sujet à redevances sur le marché supplémentaire. Dans l'ensemble, cependant, la commission soutient que les ventes domestiques de pétrole supplémentaire n'ont pas été importantes, de sorte que la plainte voulant que les raffineurs canadiens se servent de ce programme pour obtenir des combustibles de raffineries à meilleur marché est sans fondement.

En vertu des règles de fonctionnement actuelles de l'ERCB, le marché canadien est réservé en tant que marché primaire, et les ventes supplémentaires doivent être dirigées vers le marché d'exportation. L'ERCB surveille maintenant de plus près les achats de pétrole supplémentaire et exige des acheteurs qu'ils précisent la destination de leurs achats. Elle applique maintenant le programme des ventes supplémentaires beaucoup plus rigide et essaie de s'assurer que ces ventes ne déclassent pas les ventes primaires qui rapportent beaucoup plus. Selon les représentants de PanCanadian et d'autres producteurs, l'écart entre de prix affiché albertain et le prix des ventes supplémentaires atteindrait de 3 à 5 \$ CAN le baril. Les représentants de l'ERCB sont d'avis que ce sont des cas extrêmes qui ne sont pas représentatifs de ce qui se passe en moyenne.

Le régime de proportionnalité a donné lieu à des abus dans les mois qui ont suivi la déréglementation. Le mécanisme de contrôle pour suivre ceux qui produisaient trop n'était pas adapté aux changements apportés par la déréglementation du marché. Ce problème est devenu évident en juin et juillet 1985: la demande a diminué brusquement

supplémentaires est très nouveau, puisqu'il a été lancé le 1<sup>er</sup> octobre 1985. Depuis sa mise en place, il a enregistré des ventes moyennes de 60 000 barils par jour, soit 5 p. 100 de ventes de brut léger et moyen albertain. Depuis deux mois, les ventes supplémentaires ont diminué car, pour remédier aux problèmes de capacité du réseau de pipeline de l'Ouest canadien, il a fallu réserver l'accès au pipeline au pétrole des ventes primaires (ayant fait l'objet d'une intention de commande).

La complication, c'est que les raffineurs peuvent modifier leurs intention pendant le mois, soit en achetant moins de brut que les quantités annoncées, soit en achetant plus (compte tenu des limites de capacité de production de brut ou d'absorption du pipeline). Les raffineurs ne sont pas obligés par contrat de prendre le brut qu'ils ont manifesté l'intention d'acheter. Les producteurs se retrouvent alors parfois avec de quantités imprévues de produit non vendu, qu'ils cherchent à écouler par l'intermédiaire du programme de ventes supplémentaires. Les ventes supplémentaires sont généralement négociées à un prix inférieur aux ventes initiales, car il est moins sûr qu'il y aura des quantités excédentaires disponibles.

Le comité croit que pour protéger les producteurs, les raffineurs devraient être pénalisés lorsqu'ils n'achètent pas tout le brut réservé.

Il est en partie vrai que la règle de proportionnalité nuit au jeu normal du forcé du marché, et que les fournisseurs ne peuvent promettre des quantités précises de pétrole aux acheteurs dans le cadre d'arrangements contractuels à plus long terme. Compte tenu de la baisse de capacité actuelle du pipeline, cependant, la vraie question est celle de savoir comment remplacer cette règle. Des que les problèmes de capacité de pipeline interprovincial auront été résolus, c'est-à-dire lorsque les travaux d'expansion seront terminés en 1987, il sera moins nécessaire d'appliquer une règle de proportionnalité.

L'ERCB soutient que les petits producteurs qui ont peu d'expérience en matière de commercialisation ou peu de ressources seront, ou bien écartés du marché, ou bien réduits à satisfaire la demande marginale qui est moins rentable. Les petits producteurs ont exprimé des préoccupations semblables devant le comité et craignent de toute évidence l'abandon de la règle de proportionnalité, que la plupart des grandes pétrolières ont au contraire réclamé devant le comité.

Dans le régime de proportionnalité, ce sont les bruts légers et moyens (l'Alberta qui sont les facteurs de variation. Le pétrole lourd, le brut synthétique, le bitume et le pentane plus échappent à la proportionnalité, comme tout le pétrole produit l'extérieur de l'Alberta. Le brut de Norman Wells, par exemple, n'est pas réparti proportionnellement. De même, environ 675 puits de pétrole léger albertain ayant « bonnes pratiques de production » sont également exclus. Ce sont des gisements dont la capacité totale de production, c'est-à-dire de l'ensemble des puits du gisement, ne pe

Depuis janvier 1986, les prix canadiens affichés à Edmonton sont très près du prix *spot* WTI, plus un coefficient pour le transport du brut albertain jusqu'à Chicago. Avec la baisse abrupte du prix depuis quelques mois et compte tenu du temps qu'il faut pour acheminer le brut de l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries de l'Ontario et du Québec, les prix affichés d'Edmonton s'ajustent aux prix *spot* et à terme du WTI, tels que notés au New York Mercantile Exchange.

Certains soutiennent que le prix de Chicago pour le WTI n'est pas un bon point de repère pour le brut canadien de l'Ouest raffiné dans l'Ouest. Le rapport de l'ICRE déclare :

Sur l'important marché américain, les prix *spot* et du court terme sont devenus des mécanismes de commercialisation des bruts vendus avec ou sans contrat, dont le prix est en partie fonction du marché *spot*. Les expéditeurs et vendeurs canadiens sont des fournisseurs marginaux qui n'ont aucun contrôle sur le prix. La concurrence est vive et c'est en grande partie un marché favorable à l'acheteur.

### 3. La proportionnalité et les ventes supplémentaires

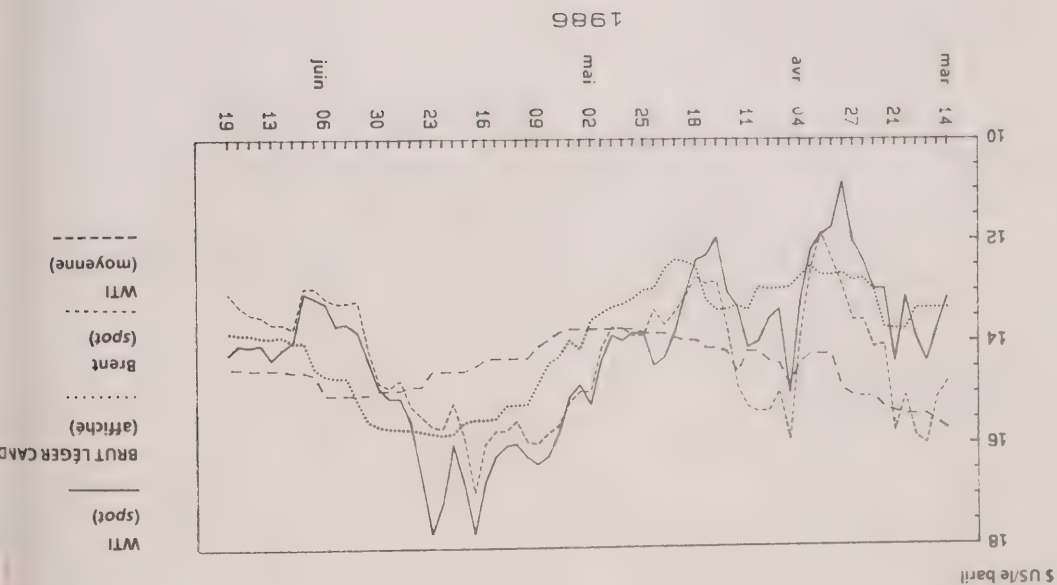
Une fois par mois, les acheteurs de pétrole brut albertain «annoncent» ou enregistrent auprès de l'*Energy Resources Conservation Board* (ERCB) le volume de produit qu'ils ont l'intention d'acheter le mois suivant. De la demande totale, l'ERCB soustrait le brut synthétique, le pétrole lourd, le bitume et le pentane plus — qui ne sont pas assujettis à la proportionnalité — pour établir la demande de brut léger. Le système de proportionnalité accorde à chaque gisement une portion de la demande de brut léger selon une formule tenant compte des réserves et du ratio de production. Le volume autorisé est ensuite réparti entre tous les puits d'un même gisement de façon à protéger les intérêts de tous les producteurs de ce gisement. L'ERCB surveille l'application du programme et pénalise les producteurs qui ne respectent pas les quotas autorisés.

Ce système a fait son apparition en Alberta en 1950 au moment où, à la suite de découvertes successives de pétrole, la capacité des pipelines était devenue insuffisante. L'industrie pétrolière demanda donc à la Commission — alors appelée la Commission pour la conservation du pétrole et du gaz naturel — de proportionner la production en fonction de la demande.

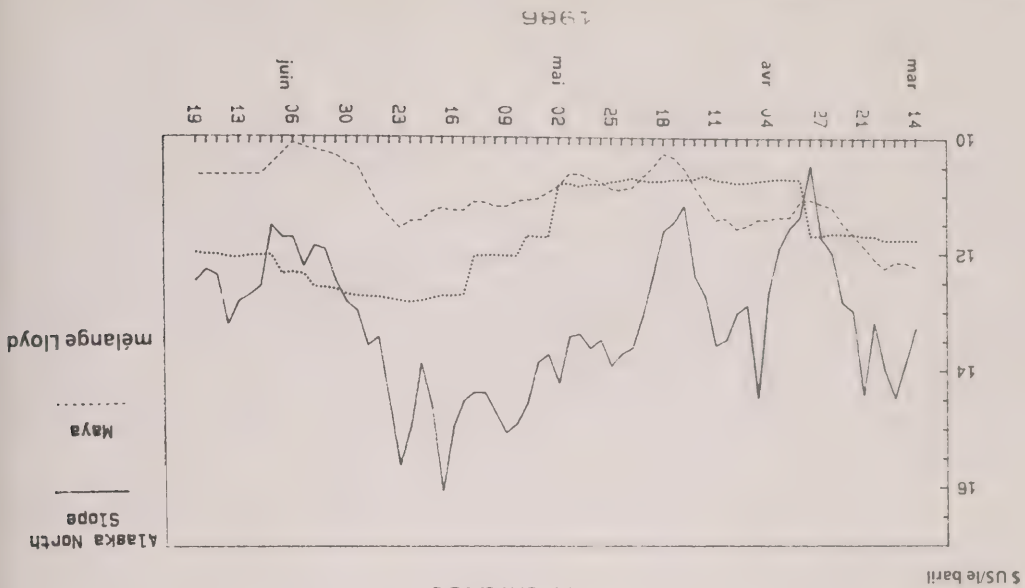
Si l'on constate une capacité de production excédentaire une fois les intentions des acheteurs annoncées, les producteurs de l'Alberta peuvent vendre des quantités supplémentaires» de pétrole aux acheteurs américains. Le programme de ventes



GRAPHIQUE 2  
PRIX DU BRUT LÉGER  
— À CHICAGO



GRAPHIQUE 3  
PRIX DU BRUT LOURD  
— À CHICAGO



Source:

London Oil Report, tel que reproduit par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa

## L'établissement du prix du pétrole brut

L'établissement, à l'échelle internationale, du prix du pétrole est devenu fort complexe. Avec la déréglementation concrétisée dans l'Accord de l'Ouest, le Canada est entré le 1<sup>er</sup> juin 1985 dans ce processus déroulant.

Le comité a entendu bien des témoignages concernant le façon dont les prix canadiens sont fixés depuis la déréglementation. Deux facteurs semblent avoir joué ici: d'abord la manière dont les prix affichés du brut canadien sont établis a évolué depuis juin 1985, et deuxièmement le prix du *West Texas Intermediate* (WTI), est devenu celui qui influence le plus sur les prix affichés canadiens. Les raffineurs canadiens qui ont facilement accès à du brut offshore comme autre source d'approvisionnement, suivent également de près le prix du brut Brent (Mer du Nord).

Les graphiques 2 et 3 illustrent le comportement récent d'échantillons représentatifs de brut léger et de brut lourd sur le marché de Chicago.

Selon une étude de *CERI Energy Research Limited*, les grandes pétrolières étrangères actives au Canada ont leurs formules à elles pour fixer le prix affiché. Et comme l'indiquait le mémoire de PanCanadian, les premiers prix représentaient une combinaison des prix affichés et *spot* du WTI, avec prédominance du prix affiché WTI. Lorsque ce dernier prix est monté en flèche à la fin de 1985, les raffineurs canadiens ont semblé alerter davantage le prix du disponible WTI, ce qui explique que les prix affichés à Edmonton ont augmenté beaucoup moins sensiblement que le prix affichés WTI.

Commercialisation du produit pétrolier  
La division des prix du pétrole et de l'analyse du marché  
Ministère de l'énergie, des mines et des ressources, Ottawa  
Le 27 mai 1986

TABLEAU 2  
Répartition des revenus  
Essence ordinaire au plomb  
avril 1986

	% du prix à la pompe									
	T-N	I-P-É	N-É	N-B	QUÉ	ONT	MAN	SASK	ALB	C-B
<u>Part fédérale</u>										
Taxe de vente	7,15	7,67	7,79	7,38	7,82	9,71	8,54	12,02	10,53	8,77
Taxe d'accise	6,28	6,74	6,85	6,49	6,88	8,54	7,51	10,57	9,26	7,71
Part à la tête du puits (2)					,38	1,23	1,08	1,52	1,33	1,11
	13,43	14,41	14,64	13,88	15,07	19,47	17,13	24,12	21,12	17,58
<u>Part provinciale</u>										
Part à la tête du puits (2)	19,57	18,30	18,98	18,00	1,63	5,31	4,67	6,58	5,76	4,80
Taxe de vente					26,82	20,24	19,10	,00	,00	20,95
	19,57	18,30	18,98	18,00	28,44	25,56	23,77	6,58	5,76	25,74
<u>Part de l'industrie</u>										
Détaillant	5,39	10,21	10,37	10,20	5,89	7,32	6,44	9,06	7,94	6,61
Raffinage & commercialisation (1)	26,97	19,89	18,24	22,12	17,73	17,39	27,30	24,74	34,36	23,28
Transport du pétrole brut (4)					,93	2,76	1,16	1,42	,98	1,94
Part à la tête du puits (2)					4,42	14,44	12,70	17,88	15,66	13,04
Frais d'opération en amont (2)					4,00	13,07	11,50	16,20	14,18	11,81
Pétrole brut importé (3)	34,65	37,18	37,77	35,81	23,51					
	67,00	67,28	66,38	68,13	56,49	54,97	59,10	69,30	73,12	56,67
<u>Prix à la pompe</u>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

# Notes

- (1) Peut inclure l'impôt sur le revenu.
- (2) Basé sur le prix moyen d'achat du pétrole en Alberta en vigueur 2 mois auparavant.



**TABLEAU 1**  
**Répartition des revenus**  
**Essence ordinaire au plomb**  
**avril 1986**  
Cents/Litre

	<u>T-N</u>	<u>I-P-É</u>	<u>N-É</u>	<u>N-B</u>	<u>QUÉ</u>	<u>ONT</u>	<u>MAN</u>	<u>SASK</u>	<u>ALB</u>	<u>C-B</u>
<u>Part fédérale</u>										
Taxe de vente	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98
Taxe d'accise	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50 ,19	3,50 ,50	3,50 ,50	3,50 ,50	3,50 ,50	3,50 ,50
Part à la tête du puits (2)	<b>7,48</b>	<b>7,48</b>	<b>7,48</b>	<b>7,48</b>	<b>7,67</b>	<b>7,98</b>	<b>7,98</b>	<b>7,98</b>	<b>7,98</b>	<b>7,98</b>
<u>Part provinciale</u>										
Part à la tête du puits (2)	10,90	9,50	9,70	9,70	,83 13,65	2,18 8,30	2,18 8,90	2,18 ,00	2,18 ,00	2,18 9,51
Taxe de vente	<b>10,90</b>	<b>9,50</b>	<b>9,70</b>	<b>9,70</b>	<b>14,48</b>	<b>10,48</b>	<b>11,08</b>	<b>2,18</b>	<b>2,18</b>	<b>11,69</b>
<u>Part de l'industrie</u>										
Détailant	3,00	5,30	5,30	5,50	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Raffinage & commercialisation (1)	15,02	10,32	9,32	11,92	9,02	7,13	12,72	8,19	12,99	10,57
Transport du pétrole brut (4)					,48	1,13	,54	,47	,37	,88
Part à la tête du puits (2)					2,25	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
Frais d'opération en amont (2)					2,04	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
Pétrole brut importé (3)	19,30	19,30	19,30	19,30	19,30 ,11,97					
	<b>37,32</b>	<b>34,92</b>	<b>33,92</b>	<b>36,72</b>	<b>28,75</b>	<b>22,54</b>	<b>27,54</b>	<b>22,94</b>	<b>27,64</b>	<b>25,73</b>
<u>Prix à la pompe</u>	<b>55,70</b>	<b>51,90</b>	<b>51,10</b>	<b>53,90</b>	<b>50,90</b>	<b>41,00</b>	<b>46,60</b>	<b>33,10</b>	<b>37,80</b>	<b>45,40</b>

**Notes**

- (1) Peut inclure l'impôt sur le revenu.
- (2) Basé sur le prix moyen d'achat du pétrole en vigueur 2 mois auparavant.
- (3) Reflète le coût d'importation du pétrole étranger chargé 2 mois auparavant.
- (4) Reflète les tarifs des pipelines et comprend des frais de collecte et de camionnage estimés à 0,37cents/litre.

Le comité recommande qu'un groupe de surveillance soit chargé de suivre les fluctuations des prix des produits pétroliers afin de favoriser la concurrence au maximum tout en réduisant au minimum la facture du consommateur. Ses conclusions devraient être publiées régulièrement.

#### Recommandation 4

Le gouvernement fédéral devrait réexaminer toutes les ressources que ses ministères et organismes consacrent à la surveillance des divers aspects de l'industrie pétrolière et prendre des dispositions pour confier à un groupe la surveillance des divers modes de tarification et de taxation de tous les aspects de cette industrie. Ce groupe devrait régulièrement publier ses conclusions dans un bulletin — semblable au rapport mensuel sur l'indice des prix à la consommation ou aux statistiques sur l'emploi — pour que le public soit tenu informé de l'état de la situation et que l'industrie sache qu'elle est constamment surveillée par le public et le gouvernement.

#### G. Surveillance du secteur pétrolier

Mais, puisque tant de programmes sont justifiés en fonction d'un droit d'usage et que l'affectation des fonds à des fins particulières est pratique courante au Canada en raison de la limitation des dépenses budgétaires supplémentaires, le comité estime qu'il faudrait trouver la combinaison la plus logique de ces deux mécanismes. C'est dans ce sens que la proposition ci-dessus est présentée.

Le comité hésite à préconiser l'adoption d'un régime fiscal où l'affectation des fonds à des fins précises serait érigée en principe. Il préfère le système traditionnel consistant à dire au gouvernement ce qui est nécessaire pour le pays et que cela soit payé avec le compte de revenu général.

significatif de dire que les fonds requis par le régime proposé de paiements d'appui aux producteurs pétroliers devrait provenir des taxes fédérales sur l'essence, puisque ces deux mesures se rapportent à l'énergie. Le gouvernement pourrait par ailleurs lever d'autres impôts d'application générale pour remplacer ce mode de financement des programmes sociaux universels. Ce serait, semble-t-il, la façon convenable de financer des programmes ayant un but précis, et cette formule serait, de surcroît, à l'avantage des consommateurs d'essence.

Le comité ne préconise pas l'établissement d'un prix administré, mais cette option devrait être envisagée si l'écart entre le prix affiché canadien et le prix affiché à Chicago devient trop substantiel et important.

## F. Aider le consommateur

Le comité est convaincu que le secteur amont de l'industrie pétrolière a un sérieux besoin d'aide. Nous avons expliqué pourquoi la santé du secteur pétrolier est une question d'intérêt national, et que tous les Canadiens devraient être disposés à appuyer cet objectif.

Mais le comité admet qu'il a une responsabilité particulière envers les consommateurs. Il est conscient que l'implantation d'un régime d'aide aux producteurs pourrait faire grimper les prix à la pompe. Il faut donc qu'on prenne des mesures pour protéger les consommateurs contre des hausses de prix injustifiées. Le comité entend néanmoins s'assurer que le prix au détail n'est pas plus élevé qu'absolument nécessaire. Plusieurs aspects de cette question doivent être abordés.

La toute première considération est celle de la concurrence — ou des doutes sur son existence — sur le plan des opérations de raffinage et de commercialisation des pétrolières au Canada. Nous devons nous assurer que les lois et leur application favorisent au maximum la concurrence. C'est vraiment la meilleure façon pour les consommateurs d'en obtenir le plus pour leur argent. La partie du présent rapport consacrée au secteur en aval aborde le problème de la concurrence. Mais le comité reconnaît que cette question n'a pas été explorée durant ses audiences.

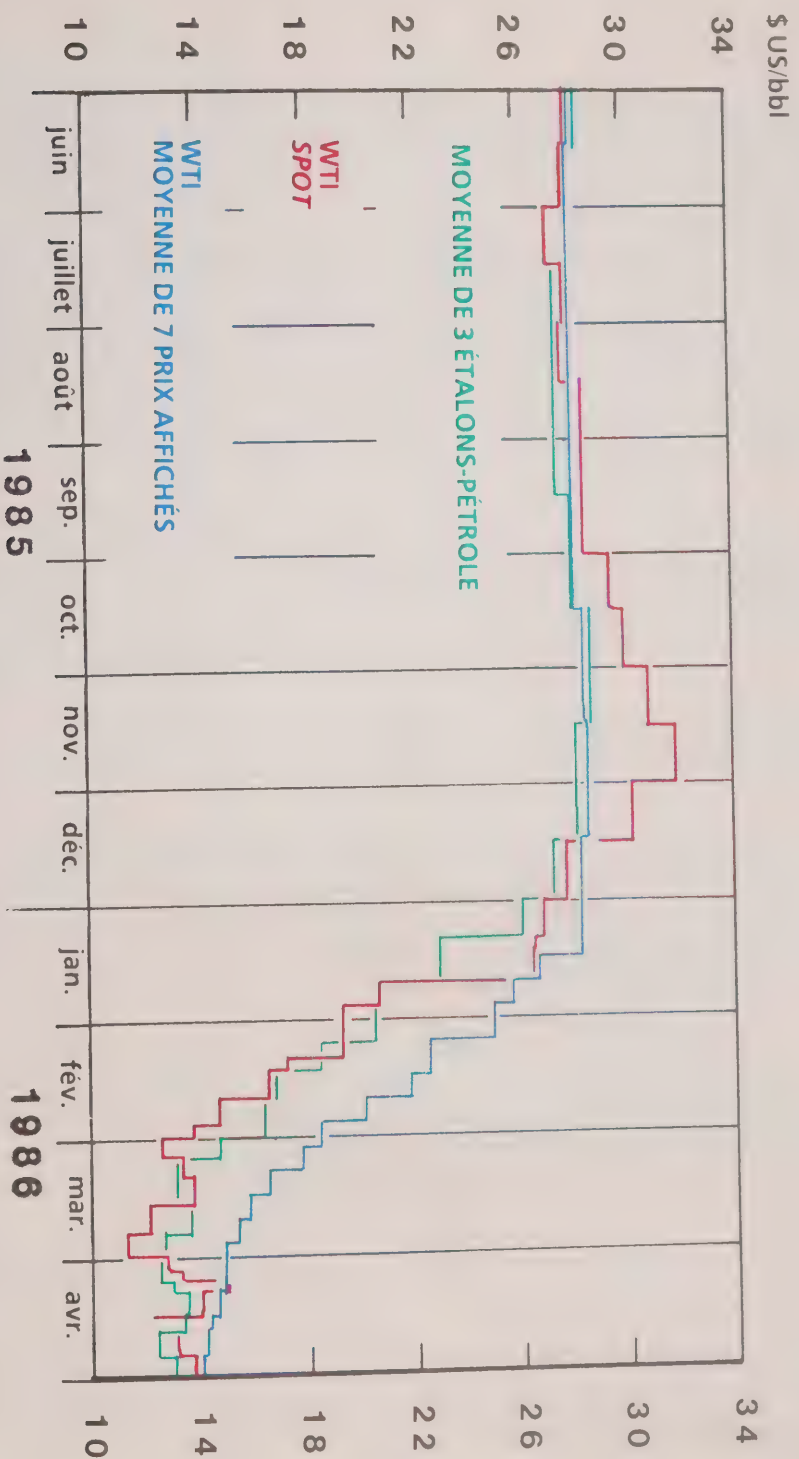
Le comité note aussi que les taxes provinciales sur l'essence sont particulièrement élevées au Canada. En avril 1986, la taxe provinciale sur l'essence ordinaire avec plomb variait de 8,30 cents le litre en Ontario à 13,65 cents au Québec. L'Alberta et la Saskatchewan n'imposent aucune taxe sur l'essence. Les provinces pourraient envisager de diminuer ces taxes et de combler la perte de revenu en augmentant les impôts généraux. Les taxes de vente et d'accise fédérales sur ce même litre d'essence totalisent 7,48 cents.

Le tableau 1 donne une ventilation par province des recettes respectives des gouvernements fédéral et provinciaux ainsi que des pétrolières, sur le prix à la pompe du litre d'essence ordinaire avec plomb vendu en avril 1986. Le tableau 2 reproduit les mêmes comparaisons, mais en pourcentage du prix à la pompe.

Le gouvernement a souvent rappelé aux Canadiens que les taxes fédérales sur l'essence sont plus élevées au Canada qu'aux États-Unis, parce que les taxes fédérales canadiennes contribuent à financer les programmes sociaux. Il serait peut-être plus



# PRIX DU BRUT LÉGER À CHICAGO



Cet écart est difficile à expliquer. Aucun raffineur ne paye plus que le taux courant — qui, au Canada, est en fait établi par quatre raffineurs. Le comité s'est laissé dire que le coût du transport jusqu'à Chicago doit être « décompté » (c'est-à-dire soustrait) des prix affichés pour le pétrole canadien. Pourquoi? Parce que si les producteurs canadiens ne vendaient pas leur pétrole aux raffineurs canadiens, ils seraient forcés de l'écouler sur le marché de Chicago et auraient par conséquent à supporter le coût du transport jusque-là.

Que l'on accepte ou non l'idée que les producteurs canadiens doivent s'en tenir au prix affiché fixé par les quatre raffineurs, le coût du transport à Chicago s'élèverait seulement à environ 1,50 \$ CAN, ce qui ne rend pas compte de l'écart de 3 \$ le baril dont les témoins ont parlé devant le comité, écart d'ailleurs qui ne comprenait même pas les coûts de transport.

Dans le graphique 1, on compare le prix du brut léger canadien affiché à Edmonton avec le prix *spot* du *West Texas Intermediate* (WTI) redressé à Edmonton, en dollars canadiens par baril. Cette comparaison a été établie à partir de la date de la déréglementation jusqu'au 4 avril 1986. D'après ce graphique, préparé par *CERI Energy Research Limited*, on constate qu'à partir de décembre 1985, le prix affiché à Edmonton a commencé à suivre de très près le *WTI spot*.

Le comité n'a pas réussi à concilier les explications que les raffineurs lui ont données sur certaines anomalies dans la commercialisation du pétrole au Canada.

### Recommandation 3

Le comité recommande que le gouvernement fédéral suive l'évolution du prix affiché pour déceler tout écart important avec le prix affiché à Chicago. Si les producteurs canadiens reçoivent constamment des taux inférieurs pour leur pétrole, le gouvernement devrait envisager d'établir un prix administré.

Une moyenne pondérée des prix de Chicago pourrait servir de point de repère, puisque sur le marché de Chicago tous les pétroles bruts, depuis le WTI aux pétroles de Brent et arabes, s'échangent aux prix des marchés du disponible à contrat ou à terme. Le marché de Chicago est vaste et il débouche sur de nombreux pipelines. Les raffineurs y viennent en grand nombre acheter leur brut. Le prix pondéré devrait équivaloir à la moyenne entre le prix négocié sur les achats contractuels (prix affiché) et celui des achats non contractuels (prix du disponible) pour l'alimentation des raffineries américaines.

Le comité voudrait que les producteurs canadiens obtiennent autant pour leurs ventes de brut aux raffineries canadiennes que ce qu'ils obtiendraient sur le marché de Chicago, s'ils pouvaient vendre leur produit à cet endroit. Ainsi, le prix canadien pourrait équivaloir à une moyenne pondérée entre le prix affiché et le prix du disponible à Chicago.

Plus simplement, les principaux raffineurs payent moins pour le brut canadien qu'américain. Les producteurs canadiens n'ont d'autre choix que d'accepter le prix affiché.

Qu'un régime de paiements de soutien soit adopté ou non, un autre problème se pose en matière de tarification. Selon les témoignages recueillis par le comité, les prix affichés pour le brut canadien — c'est-à-dire ce que les raffineurs sont prêts à payer aux producteurs canadiens — sont moins élevés au Canada que les prix affichés par les sociétés-mères des raffineurs aux États-Unis pour le pétrole américain de qualité comparable.

### E. La surveillance des prix affichés

Le comité réitère la recommandation de son rapport interimaire où il proposait que dans l'éventualité d'une *majoration* subite et importante du prix du pétrole, une aide provisoire soit accordée aux consommateurs pour les aider à s'adapter aux nouvelles circonstances.

Le programme de soutien devrait comporter une disposition de temporisation prévoyant une révision des modalités de paiement dans deux ans. Cela donnerait à l'industrie le temps de s'adapter au libre jeu du marché.

Il est important de signaler que le comité ne propose pas des mécanismes où les producteurs pétroliers seraient complètement divorcés des réalités du marché international. Le comité recommande cette aide parce que l'industrie éprouve des difficultés à s'ajuster en même temps au nouveau contexte de la déréglementation du marché du pétrole et à l'effondrement subit du prix du brut.

Néanmoins, le programme de soutien est vital. Autrement dit, les mécanismes de perception sont déjà en place. Il appartient au gouvernement de choisir les moyens ou de combiner les options qu'il estime convenables pour financer le programme. Le comité ne fait que conseiller le gouvernement sur les objectifs qu'il trouverait souhaitables d'atteindre.

Sur le plan pratique, cette méthode aurait pour inconvénient de hausser le déficit dans la mesure où les impôts ne seraient pas augmentés parallèlement, ce qui ne constitue pas une proposition très attrayante pour le ministre des Finances.

Il y a un avantage de faire participer tous les citoyens du Canada au financement d'un programme conçu dans l'intérêt général de la population, c'est-à-dire pour réaliser l'autosuffisance énergétique en vue d'assurer la prospérité de tous les secteurs de l'économie et de toutes les régions du pays.



durée limitée et serait progressivement aboli dès que le prix du pétrole dépasserait un seuil jugé suffisant pour stimuler les investissements sans qu'il soit nécessaire d'accorder des stimulants spéciaux à qui que ce soit. Plus subtilement, on pourrait réduire le pourcentage de déduction fiscale selon les majorations du prix du pétrole.

Le comité reconnaît toutefois que la tendance, tant dans l'opinion publique que dans les orientations gouvernementales, va plutôt dans le sens de la simplification du régime fiscal. La formule d'actions de remboursement entraîne une abondante papérasserie et beaucoup de complications administratives.

## D. Financement de l'aide au secteur pétrolier

En proposant un régime de prix de soutien, le comité peut présenter plusieurs options pour financer l'augmentation des rentrées des producteurs de brut. Malheureusement, toutes ces options sont lourdes de conséquences.

Une taxe spéciale pourrait être appliquée à la porte de la raffinerie ou à la pompe. Le comité estime qu'il serait préférable d'imposer une taxe directe sur le litre d'essence vendu à la pompe, formule qui permettrait de minimiser au maximum l'augmentation de prix que subit le consommateur. Si la taxe était appliquée au niveau de la raffinerie, il serait très difficile de déterminer si la hausse de prix à la pompe ne reflète que l'augmentation de taxe ou si elle est le résultat combiné de cette taxe et d'une majoration des revenus du raffineur. Étant donné que divers produits sont dérivés d'un baril de brut, il serait difficile de vérifier si le montant de la taxe a été réparti de façon adéquate.

Si la taxe était appliquée aux deux niveaux, ce serait les acheteurs de produits raffinés qui paieraient le programme de soutien: les automobilistes, les sociétés aériennes, les propriétaires de résidences chauffées au mazout, et ainsi de suite. L'industrie pétrochimique canadienne, déjà en difficulté en raison d'une forte concurrence au niveau international, serait particulièrement touchée étant un important consommateur de produits raffinés.

L'imposition d'une taxe à la raffinerie ou à la consommation comporte un autre inconvénient. Elle serait mal perçue par le consommateur. Certains témoins se sont plaints au comité de ce que le prix de l'essence ne semblait pas tenir compte de la baisse importante enregistrée récemment dans le prix du brut. Toute hausse du prix à la pompe renforcerait cette conviction.

Le gouvernement pourrait également financer les paiements de soutien à partir du Fonds du revenu consolidé. Les Canadiens financeraient plus ou moins le programme de soutien selon leur taux d'imposition. Cette approche présenterait, semble-

être versées avant plusieurs années, au moment où la situation financière du pays devrait s'être améliorée. Aucun investisseur ne se lancerait dans ce genre d'aventure avec l'intention de se réclamer de la garantie du gouvernement, car il perdrait en même temps les fonds qu'il aurait lui-même investis.

## C. Prix plancher pour le traitement des sables pétroliers

Au lieu du programme d'emprunt garanti proposé ci-dessus, on pourrait instituer un prix plancher qui s'appliquerait à la totalité de la production de bitume et de brut synthétique (plutôt qu'à une partie de la production de pétrole lourd selon notre suggestion précédente). Dans son rapport intermédiaire, le comité recommandait l'institution d'un prix plancher temporaire pour le pétrole mis en valeur dans les projets existants. Récemment, le comité a réexaminé la possibilité d'établir un prix garanti qui s'appliquerait à tous les types de production, qu'il s'agisse de projets existants ou futurs, jusqu'à ce que l'investisseur ait récupéré son investissement initial majoré d'un coefficient tenant compte de l'intérêt. Le comité a révisé sa position à la lumière de l'importante baisse des cours pétroliers depuis la publication de son rapport intermédiaire. Dans ces nouvelles circonstances, le comité en conclut qu'il faudrait peut-être instituer un prix garanti pour stimuler la construction de nouvelles installations pour la mise en valeur du pétrole non classique.

## Recommandation 2

Le comité recommande qu'une aide financière soit aussi accordée aux producteurs de pétrole non classique. L'aide proposée pourrait prendre la forme d'un prix plancher s'appliquant à toutes les catégories de production existantes et d'une garantie limitée sur les prêts consentis pour le lancement de nouveaux projets.

Si la production de brut synthétique et de bitume était entièrement subventionnée, quels coûts additionnels faudrait-il prévoir? En 1985, la production de pétrole de l'Ouest canadien a été d'environ 230 000 barils par jour. En presumant à nouveau un écart de 5 \$ CAN entre le prix plancher de 22 \$ et le prix canadien moyen, cette portion du programme coûterait près de 1,2 million de dollars par jour, ou environ 420 millions de dollars annuellement en se fondant sur la production actuelle. À mesure que des projets de mise en valeur de réserves non classiques entreraient en production, le coût du programme augmenterait.

Le comité a également envisagé une autre option: une déduction accélérée dont pourraient bénéficier les investisseurs selon la méthode de l'impôt exigible. L'adoption récente d'une disposition analogue dans le secteur minier semble avoir largement contribué à une reprise des investissements dans ce domaine. Ce programme aurait une

sera pas rentable d'investir pour l'exploitation du pétrole non classique, et notre dépendance vis-à-vis des importations de brut léger s'accroîtra.

Si le prix remonte, le Canada n'aura pas les installations voulues pour produire le pétrole non classique, quelque rentables qu'elles puissent être à ce moment-là. Même les usines de traitement des sables pétroliers qui seraient construites après le redressement des prix n'entreraient pas en production avant plusieurs années, voire seulement après une envolée brutale des cours.

Quelle que soit la situation des prix, le Canada doit absolument accroître sa production de pétrole non classique pour la sécurité de son approvisionnement énergétique. Malheureusement, dans les deux cas, nous pourrions bien ne pas disposer des infrastructures voulues au moment où nous en aurions besoin.

Devrions-nous nous doter d'une politique nationale qui favoriserait la mise en valeur des sables pétroliers? Du point de vue fiscal, il semble difficilement possible de recommander de telles dépenses. Pourtant, cette injection dans le secteur pétrolier serait peut-être inférieure aux revenus perçus par les gouvernements pendant que les prix étaient élevés. On pourrait justifier ce genre de proposition, mais elle ne semble pas pratique.

Le comité croit qu'une des solutions pourrait être d'instituer un programme de garantie partielle des emprunts nécessaires à ce genre d'investissement. Ces garanties permettraient aux investisseurs privés de mobiliser les fonds nécessaires pour ces projets, s'ils estiment que la probabilité d'obtenir un rendement intéressant est suffisante pendant la durée de vie opérationnelle du projet.

Actuellement, les institutions prêteuses hésitent à consentir des prêts dans le secteur énergétique. Mais si les entreprises de risque acceptent d'investir elles-mêmes une partie des sommes nécessaires à la construction de ces usines et si elles peuvent obtenir sur le marché des capitaux un prêt garanti par le gouvernement pour financer le reste, les banques seraient peut-être moins réticentes à accepter ce genre de risque, et ces projets pourraient être mis en oeuvre.

Les décisions des entreprises de risque seront-elles économiquement valables? Oui, si les investisseurs sont tenus d'injecter suffisamment de leurs propres capitaux dans le projet. Comme les options sur les prévisions varient énormément dans l'industrie, il s'en trouvera certainement quelques-uns pour croire que les prix se redresseront vigoureusement dans les années 90. Ceux-là auraient donc raison d'investir, à condition de disposer du crédit nécessaire.

Le gouvernement serait-il alors amené à rembourser des mauvaises créances? Oui. Ce serait le prix à payer pour garantir nos approvisionnements. Mais il n'aurait pas nécessairement à le faire, et même si c'était le cas, les sommes requises n'auraient pas à



Si le prix du pétrole demeure bas, les travaux coûteux d'exploration seront remis à plus tard et les découvertes de nouvelles réserves seront moins nombreuses. Il n

Compte tenu de l'instabilité du marché mondial du pétrole et du faible niveau des prix actuellement, même les investisseurs qui disposent d'une marge d'autofinancement suffisante décident de reporter leur engagement dans des projets d'exploration et de mise en valeur des sociétés pétrolières. Cette stratégie du secteur privé est compréhensible, étant donné les circonstances qui forcent les sociétés pétrolières à abandonner leurs activités d'exploration et de mise en valeur des hydrocarbures tre coûteux au profit de l'accélération de leurs opérations d'extraction des réserves de pétrole classique.

Il faut des maintenant engager des capitaux pour la construction d'usines de valorisation et d'usines de traitement des sables pétroliers si notre pays doit disposer d'une capacité de production additionnelle dans les années 90 car, à ce moment-là, les espoirs de voir remonter le prix du pétrole se manifesteront et nos réserves de brut léger auront fortement diminué. Le Canada et les autres pays risqueraient alors d'être vulnérables s'il survenait une crise des approvisionnements sur les marchés internationaux.

Le comité a étudié le pour et le contre des subventions directes et des autres formes d'aide, en particulier pour la construction d'usines de valorisation et d'usines de traitement des sables pétroliers. Le bitume et le pétrole lourd deviendront des éléments vitaux de notre approvisionnement pétrolier à mesure que les réserves de brut léger diminueront. Il reste qu'il n'est pas facile de décider dans quelle mesure ces projets sont économiquement viables. Le dilemme auquel a été confronté le comité peut s'expliquer comme suit.

## B. Mesures visant à soutenir les producteurs de pétrole non classique

Une fois le volume de production maximum admissible fixé, il s'appliquerait à toutes les pétrolières.

Si le prix plancher s'appliquait à tous les types de production, l'industrie verrait ses recettes augmenter plus que ne le prévoyait le comité et la part assumée par le Trésor fédéral ou le consommateur serait injustement trop lourde. Si le prix plancher était réduit en conséquence, le montant d'aide pourrait être rajusté en fonction du budget initial du programme, mais il serait mal réparti. Les grandes sociétés intégrées seraient les principales bénéficiaires, et les petits producteurs, dont la production globale serait inférieure au volume maximum admissible, recevraient moins qu'en vertu du régime de subventions de soutien. Ce n'est pas ce que souhaite le comité.

produits par jour. Ce supplément comblerait l'écart entre le prix du marché et un prix plancher déterminé par le gouvernement, au moment où le pétrole est acheté.

Comment ce prix plancher pourrait-il être déterminé? Forcément, celui-ci serait assez arbitraire. Comme point de repère, on pourrait s'inspirer des suggestions faites par certains témoins et fixer le prix de façon à minimiser les problèmes de liquidités que connaissent certaines pétrolières. En l'absence de critères plus précis, le comité suggère un prix plancher aux environs de 22,00 \$ CAN. Ce prix devrait être suffisant pour couvrir les petits producteurs de pétrole brut car il compense raisonnablement les coûts actuels d'exploration dans l'Ouest canadien.

Il est difficile d'évaluer combien coûterait un programme de soutien prévoyant l'établissement d'un prix plancher pour les mille premiers barils produits par producteur canadien par jour, vu que les futurs prix du pétrole ne sont pas facilement prévisibles. À titre d'exemple, supposons un écart entre un prix plancher fixé à 22 \$ et le prix canadien moyen d'environ 5 \$ CAN le baril. Il y a seulement 75 producteurs, ou à peu près, dont la production moyenne de pétrole brut dépasse les 1 000 barils par jour; l'*Independent Petroleum Association of Canada* (IPAC) a informé le comité que parmi les quelque 600 producteurs de l'Ouest canadien, plus de 80 p. 100 d'entre eux produisent moins de 400 barils par jour. Ce soutien coûterait, selon certains calculs sommaires, environ 0,5 million de dollars par jour, ou près de 200 millions de dollars par année. Le gros des fonds irait aux petits producteurs.

Le comité s'est demandé si ces mesures d'aide aux petites sociétés exploratrices devraient être différentes s'il s'agit d'ancien ou de nouveau pétrole, mais il a conclu qu'une telle distinction entraînerait des complications administratives. L'objectif premier du programme étant de maintenir les petits producteurs en affaire, le comité est convaincu que les sommes injectées auraient l'effet désiré.

Dans le cas des projets de récupération assistée, l'Alberta soutient déjà ces projets en exonérant les entrepreneurs des redevances exigibles sur la portion de revenu nécessaire pour couvrir le coût supplémentaire assumé par ceux qui utilisent cette méthode de récupération plutôt que la méthode par injection d'eau.

Ce programme comporte cependant l'inconvénient d'être très lourd à administrer. Comme le prix plancher ne s'appliquerait pas à toutes les catégories de production, le gouvernement devrait lui-même verser les prestations de soutien et faire appel à l'appareil bureaucratique. Autrement, il pourrait économiser certains frais en établissant simplement par une loi que tous les achats de pétrole brut normalisés se transigent à un égal ou supérieur au prix plancher établi. Étant donné que les stocks, l'alimentation des raffineries coûteraient plus cher, le consommateur paierait davantage, les raffineries réaliseraient moins de profit, ou encore les gouvernements fédéral ou provinciaux retireraient moins de taxes ou de redevances.

gouvernement fédéral, après consultation avec les gouvernements provinciaux, prendra les mesures appropriées pour protéger les intérêts des Canadiens.

En période d'austérité, il est toujours difficile de résoudre le problème de la façon dont l'aide gouvernementale doit être dispensée et de trouver les fonds nécessaires. Le comité croit qu'il lui incombe surtout de saisir le gouvernement de ses préoccupations et des résultats qu'il attend. Il appartient au gouvernement de décider des modalités de son aide. Toutefois, vu que les sommes requises pourraient être importantes, le comité estime de son devoir de soumettre au gouvernement diverses options qu'il pourra envisager.

## A. Prix de soutien pour le pétrole classique

Il est clair que l'industrie pétrolière passe par des moments difficiles. Bien que certaines pétrolières intégrées se soient dites en bonne posture financière, allant même jusqu'à rechercher des entreprises dont elle pourrait prendre le contrôle, la performance de la plupart d'entre elles n'est pas excellente, et les profits qu'elles ont déclarés pour le deuxième trimestre de 1986 sont généralement en baisse en raison du fléchissement des prix survenu à la fin de 1985.

Il faudrait peut-être alors se demander quelles entreprises sont le plus durement frappées, et lesquelles ont le plus besoin d'aide, si le Canada veut assurer la sécurité énergétique. De l'avis du comité, la même réponse vaut pour les deux questions. Ce sont les petits producteurs non intégrés. Ils sont pour la plupart Canadiens. Ils forment la majorité des puits de pétrole du Canada. Ils ont plus de succès que les grandes pétrolières lorsqu'il s'agit d'explorer et d'exploiter les petits gisements.

### Recommandation 1

Le comité recommande qu'une aide financière, limitée quant au montants et à la durée, soit accordée aux producteurs de pétrole classique en vertu d'un programme dont les bénéfices iraient surtout aux petits producteurs.

Le comité a l'intention de recommander une formule de prix de soutien qui s'appliquerait à un volume donné de production; tous les producteurs, grands et petits, seraient admissibles, sans discrimination. C'est cependant du sort des petits producteurs que le comité est principalement préoccupé. Cette formule comporterait, à son avis, beaucoup d'avantages car le gros des versements irait aux petits producteurs.

Essentiellement, le programme pourrait fonctionner de la façon suivante. Le gouvernement pourrait verser, par exemple, un supplément sur les mille premiers barils



Bien que le comité favorise l'abandon progressif des contrôles régissant le secteur pétrolier, il s'interroge sur les conséquences à court terme d'une modification brusque du prix de l'énergie. De telles fluctuations désordonnées ne risquent-elles pas de mettre notre industrie pétrolière nationale en péril?

Le comité croit que la survie du secteur indépendant de l'industrie est particulièrement menacée. Compte tenu de l'importance stratégique de garantir la sécurité de nos approvisionnements pétroliers, il recommandera donc des mesures qui aideront à notre industrie pétrolière nationale à passer la tourmente.

Comme dans son rapport intermédiaire de 1985, le comité ne favorise pas un retour à une réglementation poussée de l'industrie pétrolière. Il est néanmoins conscient que cette industrie a traditionnellement bénéficié d'un traitement distinct en matière de fiscalité et de politique industrielle. Force lui est de reconnaître que lorsque les prix du pétrole étaient élevés, l'industrie a payé sa large part en impôts spéciaux, particuliers à ce secteur. Il serait par ailleurs possible qu'advenant une remontée des cours, les gouvernements soient tentés de taxer une partie des excédents qu'en tireraient les pétrolières.

Le comité estime que les difficultés actuelles de l'industrie pétrolière sont graves de conséquences, et il invite le gouvernement à intervenir en raison du rôle vital que joue ce secteur par rapport à la sécurité énergétique nationale. Cette aide est urgente et nécessaire. Le gouvernement devrait exercer sa prérogative aux termes de l'article 9 de la partie I de l'Accord de l'Ouest:

Si des perturbations du marché international du pétrole entraînent de fortes modifications des prix du brut et peuvent éventuellement avoir des incidences négatives au Canada, le



ans l'Est à un prix comparable. Il utilise ainsi la méthode la moins coûteuse pour

sembler les besoins de toutes les régions du pays.

Pour toutes ces raisons, le comité n'a pas l'intention de recommander que les exportations de brut léger classique soient restreintes autrement que par le libre jeu du marché. En situation d'urgence, le gouvernement fédéral pourrait toujours intervenir pour contrôler l'écoulement du pétrole produit au Canada.

À notre avis, il serait beaucoup plus logique, pour compenser la diminution de nos réserves de brut léger classique, de planifier à long terme en favorisant un ensemble de mesures telles l'extraction du bitume et du pétrole lourd, la mise en valeur du pétrole dans les régions excentrées, l'économie d'énergie et la recherche de combustibles de remplacement, que de s'ingérer dans le commerce du pétrole au Canada.

Il y a également certains avantages à ce que les États-Unis considèrent le Canada comme un fournisseur de brut sur qui il est possible de compter, même si les ventes de pétrole s'effectuent à une échelle modeste. En tant qu'exportateur de pétrole, le Canada a une autre carte à jouer dans les négociations qu'il vient d'engager avec les États-Unis. Les exportations actuelles contribueraient à nous assurer que les États-Unis acceptent effectivement de vendre du pétrole aux régions de l'Est du Canada, advenant une autre crise pétrolière internationale.



Le comité estime que la situation du Canada en matière d'approvisionnement est raisonnablement sûre si la production nationale de pétrole arrive à équilibrer à peu près la demande intérieure, compte tenu des quantités excédentaires de brut de l'Ouest vendues aux États-Unis et des importations de brut étranger achetées dans l'Est du Canada. L'article 8 de la partie I de l'Accord de l'Ouest nous rassure à cet égard :

Quoiqu'il en soit, le brut de l'Ouest canadien ne peut arriver à concurrencer le brut étranger dans toutes les régions du pays dans les conditions actuelles du marché. Son prix pourrait être compétitif même si nous avions un pipeline qui traverse le pays d'Ouest en est. Il est plus rentable d'exporter une partie des bruts léger et lourd de l'Ouest canadien aux États-Unis et d'importer du brut étranger pour approvisionner les provinces atlantiques et le Québec.

Lorsque les approvisionnements de brut et de produits pétroliers destinés aux consommateurs canadiens seront fortement menacés, le gouvernement fédéral, après consultation avec les provinces productrices, pourra limiter les exportations au niveau qu'il jugera nécessaire pour assurer des approvisionnements suffisants aux Canadiens.

Même en s'appuyant sur cette définition, où la sécurité des approvisionnement équivalait à une certaine forme d'autosuffisance, le Canada risque de devenir trop dépendant du pétrole étranger dans les années 90. À moins que notre production de bitume, de pétrole lourd et de brut léger provenant des régions excentriques s'accroisse jusqu'à compenser la diminution de production de brut léger classique de l'Ouest canadien, le Canada redeviendra à nouveau un importateur net de pétrole. La leçon des années 70 et des années 80 nous a prouvé qu'il faut éviter ce genre de dépendance.

Certains observateurs ont signalé que les producteurs canadiens exportent aux États-Unis une partie de leurs réserves de pétrole léger dont la mise en valeur est peu coûteuse, sachant très bien qu'elles devront être remplacées par des ressources dont l'exploitation sera beaucoup plus coûteuse dans l'avenir. Ils croient donc que l'exportation de brut léger classique devrait être interdite.

À première vue, cet argument semble valable. Tous les pays ont tendance à exploiter d'abord leurs matières premières les plus facilement accessibles et celles dont l'extraction est la moins coûteuse. L'exportation de ces ressources génère des revenus qui pourront être réinvestis dans d'autres projets d'extraction.

Le maintien dans le sol de réserves connues entraîne des coûts qui doivent être normalement récupérés. L'industrie pétrolière a investi des fonds pour des travaux d'exploration et elle doit vendre ces ressources pour récupérer cet investissement. En outre, pendant que le Canada exporte du brut léger produit dans l'Ouest, il en importe

économiques. C'est pour mettre en valeur ces ressources résiduelles qu'il faudra engager des plus lourds investissements.

Le marché national du pétrole est à nouveau divisé en deux segments. Depuis la signature de l'Accord de l'Ouest, le mouvement du brut provenant des gisements de l'Ouest canadien en direction des raffineries de l'Atlantique a presque cessé; en 1984, le brut canadien comptait 40 p. 100 de la demande des raffineries des provinces atlantiques. Le marché québécois s'est à nouveau tourné vers les sources d'approvisionnement étrangères pour combler une partie de ses besoins, à en juger par la quantité décroissante de pétrole transité dans l'embranchement Sarnia-Montréal du Pipeline interprovincial. Durant le premier trimestre de 1986, le brut de l'Ouest canadien arrivait au Québec à un rythme moyen de 119 000 barils par jour; en 1984, les livraisons de brut canadien vers le Québec s'élevaient, en moyenne, à 196 000 barils par jour. À court terme, on assistera donc à une augmentation des exportations et des importations de brut, bien que pour le moment, le Canada demeure un exportateur net de pétrole.

Dans les années à venir, on prévoit que l'Est canadien achètera son brut ailleurs qu'au Canada, que le raccordement Sarnia-Montréal du Pipeline interprovincial sera soit fermé, soit utilisé dans le sens inverse, et que les raffineries ontariennes achèteront au moins une partie du brut nécessaire à leur alimentation à l'étranger.

## B. Sécurité des approvisionnements: une définition pratique

On discute souvent de la sécurité des approvisionnements énergétiques sans en définir le concept. Le Canada est actuellement un exportateur net de pétrole: le volume de ses ventes de brut et de produits raffinés à l'étranger est supérieur à ses importations. Cette situation contraste avec celle qu'on a généralement connue depuis la fin de la guerre, époque où le Canada était un importateur net de pétrole.

Le comité se refuse à définir la sécurité des approvisionnements énergétiques en fonction de notre habilité à approvisionner toutes les régions du pays à partir du pétrole mis en valeur par les producteurs nationaux. D'urgence, nous pourrions certes, dans une certaine mesure, rendre brut produit au Canada jusque dans les provinces maritimes, comme on l'a fait par décision politique en subventionnant le transport du pétrole au début des années 80. Advenant d'importants chambardements dans les livraisons internationales, les pays pourraient également se prévaloir des dispositions sur le partage des approvisionnements pétroliers dont ont convenu les pays-membres de l'Agence internationale de l'énergie (AIEA), dont le Canada et les États-Unis font partie. Pour ces raisons, il n'y a pas de nécessité absolue de maintenir une infrastructure d'approvisionnement non rentable dans toutes les parties du pays.

américain, tout en important progressivement plus de brut léger; ou construire des usines de valorisation au Canada pour obtenir du pétrole plus léger pour la consommation locale. Le comité estime que le Canada devrait posséder des usines de valorisation pour mettre en valeur nos réserves croissantes de bitume et de pétrole lourd. Au présent, le lancement d'entreprises aussi risquées exigerait une aide gouvernementale, que le comité serait prêt à recommander. Les représentants de BP Canada ont peut-être raison de prétendre qu'une crise énergétique ne peut durer, et ils n'ont certainement pas tort de dire que toute assurance en vue de garantir l'avenir coûte des sous. Il n'en demeure pas moins que le gouvernement fédéral a la responsabilité de veiller à ce que les citoyens puissent compter sur des approvisionnements énergétiques raisonnablement garantis. Bien qu'en 1979-1980, les prix soient redescendus d'eux-mêmes à une plus juste proportion, cette correction, du moins dans une large part, a mis la moitié d'une décennie à se réaliser.

La responsabilité d'assurer la sécurité énergétique nationale n'incombe pas seulement au gouvernement du Canada. Les gouvernements provinciaux, le secteur privé et les citoyens en général doivent également être mis à contribution. Aux termes de la politique énergétique nationale en vigueur de 1960 à 1973, où le Canada était divisé en deux marchés distincts séparés par la vallée de l'Outaouais, les consommateurs de l'Ontario versaient une prime modeste pour venir en aide au développement de l'industrie pétrolière canadienne. Entre 1974 et 1985, l'industrie pétrolière et les provinces productrices de pétrole ont apporté de larges parts de leurs revenus pour amortir le choc de la hausse des prix, contribution dont tous les consommateurs canadiens ont bénéficié. Aujourd'hui, l'industrie pétrolière fait face à des moments particulièrement difficiles et les deux paliers de gouvernement ont déjà adopté des mesures pour lui venir en aide.

Dans les deux cas, ils ont cherché à privilégier l'intérêt national. Ce sont les habitudes de partage qui ont fait la force de la Confédération canadienne, et il faudrait bien que cet esprit de collaboration puisse continuer de se manifester dans l'avenir.

Le baisse brutale de la production de pétrole dans les pays de l'OPEP dans les années 80 a laissé plusieurs des États du Golfe persique avec un ratio de réserves/production de plus de 100, tandis qu'aux États-Unis et au Canada celui-ci s'approche plutôt de 10. Le rendement des gisements de la Mer du Nord est sur le point d'atteindre un sommet, et certains autres pays producteurs, indépendants de l'OPEP, extraient le brut à pleine capacité ou à peu près. Par conséquent, il est à prévoir que la pourcentage des réserves mondiales de brut détenu par les pays du Golfe persique sera dans l'avenir supérieur à ce qu'il n'est aujourd'hui. Par ailleurs, tout nous indique que la production de brut léger classique dans l'ouest du Canada baissera à moins de la moitié de son volume actuel d'ici la fin des années 90. L'approvisionnement résiduel viendra du brut synthétique produit dans les usines intégrées d'extraction des sables bitumineux et des usines de valorisation régionale, du brut lourd, du bitume provenant des projets non intégrés d'exploitation des sables bitumineux, et du brut léger provenant des régions



Un tel succès n'a pas été sans exiger de lourds sacrifices. Il a entraîné, entre autres, une rationalisation poussée de l'industrie du raffinage au Canada, et en particulier au Québec, où le nombre de raffineries est passé de sept en 1981 à trois en 1986. Cette restructuration de l'industrie nationale du raffinage, qui a été engagée parallèlement dans la plupart des pays industrialisés, n'est pas encore achevée. Néanmoins, le comité est convaincu que les avantages à long terme de la réduction progressive de notre dépendance vis-à-vis du pétrole dépassent largement les sacrifices qui seront imposés pendant la transition.

Comme notre vision de cet aspect de la politique énergétique est demeurée inchangée depuis la publication de notre rapport interimaire en 1985, nous réitérons les recommandations pertinentes tirées de cette étude:

Le comité appuie les initiatives du gouvernement fédéral visant à encourager les économies d'énergie et en recommandant l'intensification. Il recommande en outre que le gouvernement fédéral continue à favoriser le remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie.

Le comité recommande que le gouvernement fédéral appuie suffisamment la recherche et le développement d'énergies de remplacement pour que le Canada garde ou améliore le rang qu'il s'est acquis dans ce domaine et puisse profiter des possibilités d'exportation qu'il lui procure.

Les bas prix diminuent temporairement notre capacité de trouver des combustibles de substitution et d'investir dans des projets d'économie d'énergie. En outre, ils retardent l'adoption de nouvelles formes d'énergie et le développement de technologies novatrices. Mais à long terme, la sécurité énergétique d'un pays ne peut pas être assurée par des décisions politiques à courte vue: notre stratégie énergétique devra également tenir compte des besoins d'énergie des années 90 et du futur.

Le comité a tenté d'évaluer les problèmes auxquels il faudra faire face quand notre structure de production du pétrole brut ne sera plus la même, au moment où le brut classique léger et moyen aura été remplacé par le brut synthétique, le brut lourd et le bitume. Or, rien dans les témoignages ne laisse prévoir un renversement de cette tendance. Par conséquent, devant l'accroissement de la production des hydrocarbures lourds, le Canada doit faire un choix: vendre davantage de pétrole lourd sur le marché

1. Ce calcul a été effectué en pondérant l'électricité à sa véritable valeur de contenu énergétique (3,6 mégajoules par kilowatt-heure) plutôt qu'en fonction de sa valeur en tant que substitut du pétrole (10,5 mégajoules par kilowatt-heure).

Le comité continue de croire, comme il l'avait signalé l'été dernier, que l'ensemble des ressources énergétiques à l'échelle nationale est tombée de 50,6 p. 100 à 41,8 p. 100.<sup>(1)</sup> Cette imposante réduction, réalisée grâce aux mesures de conservation d'énergie, aux efforts en vue de trouver des combustibles de remplacement et suite à la plus grave récession économique que le Canada ait connue depuis la période de l'après-guerre, nous révèle combien il est possible de réduire la demande de pétrole au Canada.

Le gouvernement fédéral devrait vigoureusement encourager, dans l'intérêt national, toute mesure destinée à économiser l'énergie, de même que la recherche de substituts au pétrole et de combustibles de remplacement. De toute évidence, certains gouvernements provinciaux sont du même avis, du moins à en juger par les résultats évidents de leur efforts récents en vue de réduire leur dépendance des produits pétroliers. Le Québec et les provinces maritimes sont à l'avant-garde à cet égard, car ils espèrent ne plus être aussi vulnérables qu'ils l'ont été durant l'embargo décrété par les pays arabes en 1973-1974 et les deux chocs pétroliers. De 1980 à 1984, soit en cinq ans à peine, la part du pétrole dans les deux chocs pétroliers. De 1980 à 1984, soit en cinq ans à peine, la part du pétrole dans l'ensemble des ressources énergétiques à l'échelle nationale est tombée de 50,6 p. 100 à 41,8 p. 100.<sup>(1)</sup> Cette imposante réduction, réalisée grâce aux mesures de conservation d'énergie, aux efforts en vue de trouver des combustibles de remplacement et suite à la plus grave récession économique que le Canada ait connue depuis la période de l'après-guerre, nous révèle combien il est possible de réduire la demande de pétrole au Canada.

En raison des longs délais en cause, ce n'est que quelques années plus tard qu'on se rend compte des effets de la réduction de la capacité de production. On constate en outre que les ressources pétrolières sont exploitées de façon moins efficace. Ainsi, un plus grand pourcentage du pétrole découvert est laissé dans le sol.

- Les nouveaux programmes de récupération assistée de pétrole sont reportés ou annulés en raison des lourds investissements initiaux qu'ils exigent, et, en bout de ligne, il y a moins de brut classique léger et lourd provenant de ces sources;
- Les puits dont le ratio eau/pétrole est élevé ou dont le rendement est faible sont fermés temporairement, n'étant pas rentables, ce qui a pour effet d'immobiliser des réserves connues dans des gisements dont l'exploitation serait peu économique;
- Etant beaucoup plus coûteuses, l'extraction du bitume de même que l'exploitation des dépôts de pétrole lourd sont retardées, et cela réduit autant notre capacité de compter sur un approvisionnement de brut provenant de ces sources;

## SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

### A. La sécurité des approvisionnements pétroliers dans la nouvelle conjoncture

Dans son rapport interimaire d'août 1985, le comité, avait signalé que les décisions concernant les questions énergétiques étaient peut-être présomptueuses et ne tenaient pas suffisamment compte de la sécurité future des approvisionnements pétroliers au Canada. Le comité ne voit pas pourquoi il changerait d'opinion aujourd'hui. De fait, le réajustement actuel des cours pétroliers renforce plutôt ses convictions. Si le prix des produits pétroliers demeure déprimé pendant quelques années, la demande aura tendance à augmenter, ce qui aura pour effet de réduire considérablement nos réserves de brut pour les années 90.

Les membres du comité ne croient pas qu'il y ait lieu de fonder quoi que ce soit sur les projections de l'*Energy Resources Conservation Board of Alberta* (ERCB) qui, en 1985, exerçait une surveillance sur près de 84 p. 100 de tout le brut produit au Canada. L'ERCB prévoyait en effet, pour le milieu des années 90, une réduction de la capacité de production d'au moins 150 000 barils par jour (11 p. 100), si les prix mettent du temps à se redresser, par rapport aux chiffres qui figuraient dans son rapport de mars 1985 intitulé: *Alberta Oil Supply: 1985-2010*.

Quatre facteurs principaux risquent d'influer sur la disponibilité de nos réserves futures, s'il n'y a pas redressement du prix du brut:

- Une réduction des activités de mise en valeur du pétrole classique diminue nos espoirs d'augmenter les réserves, car les découvertes de nouveau pétrole sont alors inférieures aux prédictions fondées sur une conjoncture de prix plus favorable;



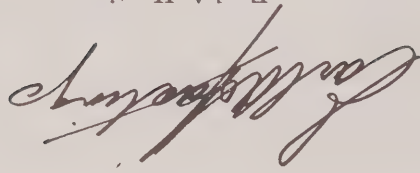


limitée quant à la durée et aux montants. Notre rapport examine diverses options pour aider l'industrie à traverser cette véritable période d'ajustement.

Le ralentissement dramatique des activités d'exploration dans les régions excéntriques résultant, dans une large mesure, de l'interruption du programme d'encouragement au secteur pétrolier (PESP), a eu des conséquences graves sur le développement du Grand Nord canadien. En prévision des travaux de mise en valeur du pétrole, les gens du Nord manifestaient un empressement à acquérir de nouvelles compétences, à donner de l'expansion à leurs entreprises et à s'adapter au mode de vie du Sud. Vu que l'exploration pétrolière a bouleversé irrévocablement leurs habitudes, il ne faudrait pas pour autant qu'ils soient négligés du seul fait que le gouvernement veut aider les autres Canadiens.

Le comité remercie sincèrement les nombreux citoyens et organismes qui ont accepté de lui apporter leur concours pendant cette enquête.

*Le président*



Earl A. Hastings

Le 25 juin 1986

Le comité a également conclu que l'industrie pétrolière canadienne était suffisamment en difficulté pour justifier une aide gouvernementale, qui serait toutefois

le comité, car elles pourraient avoir pour effet de réduire la concurrence. ententes d'échange de produits à long terme sont des exemples de pratiques qui inquiètent le comité, les contrats restreignant l'utilisation des lieux, les contrats de gérance, et le si elles ne font pas l'objet d'une surveillance appropriée. Le prix à la rampe d certaines pratiques des entreprises visées pourraient miner graduellement la concurrence évidente de collusion dans le secteur de l'industrie pétrolière. Il admet cependant qu les aspects étudiés parallèlement. Comme la commission, le comité n'a décelé aucun du pétrole au Canada se rapprochaient en général de celles de la commission, du moins su comité a disposé pour étudier ce document, il a constaté que ses observations sur le march *concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne*. Au cours des quelques jours dont l restrictives du commerce publiait, le 13 juin 1986, un rapport en trois volumes intitulé *L* Après avoir étudié la question pendant cinq ans, la Commission des pratiques

rapport, comme dans l'étude de 1985. la question de la sécurité de nos approvisionnement énergétiques est en évidence dans c rapidement un retour à une dépendance accrue vis-à-vis le brut étranger. Voilà pourqu pas des maintenant les mesures préventives nécessaires, il y aura invariablement e avis, si le prix du pétrole demeure déprimé pendant plusieurs années, et si l'on ne pren appréhende plus que jamais que de nouveaux problèmes surgissent à long terme. À notr

La « période d'accalmie relative » n'a pas duré très longtemps. Le comité

Le problème pétrolier n'est pas disparu; il est tout simplement en suspens. On devrait profiter de cette période d'accalmie relative pour préparer minutieusement un avenir énergétique plus sûr, où l'importance du pétrole et notre dépendance envers les importations seront minimisées.

Dans son rapport intérimaire d'août 1985, le comité signalait:

L'un des motifs qui l'ont poussé à entreprendre cette étude a été d'aider le citoyens à comprendre le nouveau contexte régissant l'approvisionnement, la demande e le commerce du pétrole au Canada. Certains des problèmes décrits au comité sor transitoires. Ils se résorberont probablement avec le temps sans que le gouvernement n'ait à intervenir. Mais certaines difficultés persisteront, et dont la solution devra être tranchée par les centres de décision fédéraux ou provinciaux.

Le comité a cherché à savoir comment les prix étaient fixés, à la tête du puit comme à la pompe, mais il n'est pas satisfait des résultats. Il a constaté de nombreuses divergences et contradictions dans les témoignages, et il n'a pas vraiment réussi à cerner comment les prix sont déterminés, ni qui gagne quoi dans tout ce processus.



La conjoncture pétrolière a bien changé depuis que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles a déposé son rapport intitulé: *La politique énergétique canadienne: Rapport intermédiaire*, en août 1985. L'érosion brutale récente du cours international le convainc, comme jamais, que la seule réalité qui caractérise indéniablement le marché international du pétrole est qu'il est en perpétuelle mutation.

En l'espace de 13 ans, le monde entier a été forcé d'affronter un embargo, deux envolées subites des prix et la baisse actuelle. Les gouvernements, le secteur privé et les citoyens ont dû faire flèche de tout bois pour prendre des décisions rationnelles dans un contexte où les certitudes sont quasi inexistantes et où il est difficile de faire des prévisions. La situation pétrolière étant ce qu'elle est, il est donc essentiel que la politique énergétique demeure souple, pour pouvoir tenir compte des perturbations erratiques du prix des matières énergétiques.

Le comité a entrepris son étude du marché canadien du pétrole il y a six mois. Au moment où il tenait sa première séance, soit le 23 janvier 1986, Imperial Oil affichait 30,21 \$ CAN le baril pour le brut léger vendu à Edmonton, alors que ce même produit avait atteint un sommet de 39,90 \$ le 11 décembre 1985. À la date de la dernière audience publique du comité, soit le 12 mai, le prix fixé par Imperial Oil était de 19,72 \$ le baril, en hausse par rapport au seuil de 16,70 \$ CAN le 19 avril. Une baisse de plus de 60 p. 100 en moins de quatre mois ne pouvait qu'inciter le comité à tenter de proposer des solutions susceptibles de conduire à une situation en constante évolution.

Tout au long de cette étude, le comité a entendu 15 organismes et citoyens en audiences publiques et deux groupes à huis clos; il a reçu en outre dix mémoires de la part d'autres intervenants du secteur. (Voir les annexes A et B.) Le président et le directeur de la Division économique de l'*Alberta Energy Resources Conservation Board* (ERCB) ont passé une journée complète auprès de nos chercheurs à Ottawa, pour préciser avec eux certains aspects de la production pétrolière en Alberta.



## RECOMMANDATIONS

1. Le comité recommande qu'une aide financière, limitée quant aux montants et à la durée, soit accordée aux producteurs de pétrole classique en vertu d'un programme dont les bénéfices iraient surtout aux petits producteurs. (page 16)

2. Le comité recommande qu'une aide financière soit aussi accordée aux producteurs de pétrole non classique. L'aide proposée pourrait prendre la forme d'un prix plancher s'appliquant à toutes les catégories de production existantes et d'une garantie limitée sur les prêts consentis pour le lancement de nouveaux projets. (page 20)

3. Le comité recommande que le gouvernement fédéral suive l'évolution du prix affiché pour déceler tout écart important avec le prix affiché à Chicago. Si les producteurs canadiens reçoivent constamment des taux inférieurs pour leur pétrole, le gouvernement devrait envisager d'établir un prix administré. (page 23)

4. Le comité recommande qu'un groupe de surveillance soit chargé de suivre les fluctuations des prix des produits pétroliers afin de favoriser la concurrence au maximum tout en réduisant au minimum la facture du consommateur. Ses conclusions devraient être publiées régulièrement. (page 26)





# TABLE DES MATIÈRES

Page	
1	RECOMMANDATIONS
3	AVANT-PROPOS
7	SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS
7	A. La sécurité des approvisionnements pétroliers dans la nouvelle conjoncture
11	B. Sécurité des approvisionnements: une définition pratique
15	STABILISATION DU PRIX
16	A. Prix de soutien pour le pétrole classique
18	B. Mesures visant à soutenir les producteurs de pétrole non classique
20	C. Prix plancher pour le traitement des sables pétroliers
21	D. Financement de l'aide au secteur pétrolier
22	E. La surveillance des prix affichés
25	F. Aider le consommateur
26	G. Surveillance du secteur pétrolier
29	LE SECTEUR AMONT
29	A. L'établissement du prix du pétrole brut
31	B. La proportionnalité et les ventes supplémentaires
34	C. La récupération assistée et la fermeture temporaire des puits
37	LE SECTEUR AVANT
37	A. La concurrence
40	B. Le prix des produits au gros
41	C. Le rôle des indépendants
41	D. Les accords d'échange entre raffineries
42	E. Importations/exportations de pétrole
42	F. Les prix de détail de l'essence
45	ANNEXE A: TÉMOINS
49	ANNEXE B: SOUMISSIONS
51	PROCES-VERBAUX





## RAPPORT DU COMITÉ

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles a l'honneur de présenter son

## CINQUIÈME RAPPORT

Votre Comité, autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, notamment ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, a entrepris cet examen conformément à l'Ordre de renvoi du 18 décembre 1984 et présente maintenant son rapport final.



## ORDRE DE RENVOI

Extrait des *Procès-verbaux du Sénat* du 18 décembre 1984:

«L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet et les travaux accomplis au cours de la deuxième session du trente-deuxième Parlement soient déferés au comité;

Que le Comité soit habilité à siéger au cours d'un ajournement du Sénat;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,  
La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier



## COMPOSITION DU COMITÉ

L'honorable Earl A. Hastings, *président*

L'honorable R. James Balfour, *vice-président*

et

Les honorables sénateurs:

Adams, Willie	Kenny, Colin
Barootes, E.W.	Lefebvre, Thomas H.
Bell, Ann Elizabeth	Lucier, Paul
Doody, C. William	* MacEachen, Allan J., c.p.
* Frith, Royce	Olson, H.A., c.p.
Hayes, Daniel	* Roblin, Duff, c.p.
Kelly, William M.	

\* Membres d'office

Personnel de recherche:

Dean N. Clay, expert-conseil en énergie  
Lawrence A. Harris, expert-conseil en économique

Personnel administratif:

Karen E. Wheeler, adjointe administrative auprès du comité

*Le greffier du comité*

Timothy Ross Wilson

Première session de la  
trente-troisième législature 1984-1985-1986

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

## L'énergie et des ressources naturelles

*Président*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mercredi 25 juin 1986

CINQUIÈME RAPPORT DU COMITÉ

Le programme énergétique national

Vingt-septième fascicule concernant:

Fascicule no 32



First Session  
Thirty-third Parliament 1984-85-86

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

## Energy and Natural Resources

*Chairman*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

Wednesday, June 25, 1986

Twenty-seventh proceedings on:

The National Energy Program

FIFTH REPORT OF THE COMMITTEE





JUIN 1986

Comité sénatorial permanent de l'énergie  
et des ressources naturelles

# LE MARCHÉ DU PÉTROLE EN 1986

LE SÉNAT DU CANADA



27  
5



First Session  
Thirty-third Parliament, 1984-86

Première session de la  
trente-troisième législature, 1984-1986

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Standing Senate Committee on*

*Comité sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*  
The Honourable Earl A. Hastings

*Président:*  
L'honorable Earl A. Hastings

INDEX

INDEX

OF PROCEEDINGS

DES DÉLIBÉRATIONS

*(Issues Nos. 1 to 32 inclusive)*

*(Fascicules nos 1 à 32 inclusivement)*



Prepared  
by the  
Information and Reference Branch.  
LIBRARY OF PARLIAMENT

Compilé  
par le  
Service d'information et de référence  
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT



## SENATE OF CANADA

Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources  
1<sup>st</sup> Session, 33<sup>rd</sup> Parliament, 1984-86

### INDEX

(Issues 1-32 inclusive.)

#### AECL

*See*

Atomic Energy of Canada Limited

#### AERCB

*See*

Alberta — Energy Resources Conservation Board

#### AFE

*See*

Oil industry — Authority for expenditure

#### AOSTRA

*See*

Alberta Oil Sands Technology Research Authority

#### APMC

*See*

Alberta Petroleum Marketing Commission

#### ARTC

*See*

Alberta — Oil and gas industry — Alberta Royalty Tax Credit

#### Aberford Resources Ltd.

Activities

Canada lands, 11:11-2

Foreign offshore, 11:12

Brief, 11:27-8; 11A:1-9

Evolution, 11:23-4

NEP, impact, 11:14, 24-5

Foreign investment, encouragement, suggestion, 29:27-8

Historical background, 11:5-6

Income tax, 11:10, 16-8, 25-6

Oil price, deregulation, impact, 11:28

Success, 11:21-2

#### Act to amend the Excise Tax Act and the Excise Act and to provide for a revenue tax in respect of petroleum and gas

*See*

Excise Tax Act and the Excise Act, Act to amend and to provide for a revenue tax in respect of petroleum and gas

#### Act to amend the Oil Substitution and Conservation Act and the Canadian Home Insulation Program Act

*See*

Bill C-24, subject-matter

#### Act to amend the Petroleum Incentives Program Act

*See*

Bill C-85, subject-matter

## SÉNAT DU CANADA

Comité sénatorial permanent de  
L'énergie et des ressources naturelles  
1<sup>re</sup> session, 33<sup>e</sup> législature, 1984-1986

### INDEX

(Fascicules 1-32 inclusivement)

#### ACA

*Voir*

Association canadienne des automobilistes

#### ACDI

*Voir*

Agence canadienne de développement international

#### AERCB

*Voir*

Alberta — Energy Resources Conservation Board

#### AIE

*Voir*

Agence internationale de l'énergie

#### AOSTRA

*Voir*

Alberta Oil Sands Technology Research Authority

#### APC

*Voir*

Association pétrolière du Canada

#### APGTC

*Voir*

Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

#### APIC

*Voir*

Independent Petroleum Association of Canada

#### APMC

*Voir*

Alberta Petroleum Marketing Commission

#### ARTC

*Voir*

Alberta — Pétrole et gaz, industrie — Alberta Royalty Tax Credit

#### Aberford Resources Ltd.

Activités

A l'étranger, 11:12

Terres du Canada, 11:11-2

Evolution, 11:23-4

PEN, incidence, 11:14, 24-5

Historique, 11:5-6

Impôt sur le revenu, 11:10, 16-8, 25-6

Investissement étranger, encouragement, proposition, 29:27-8

Mémoire, 11:27-8; 11A:1-9

Pétrole, prix, déréglementation, répercussions, 11:28

Succès, 11:21-2

*Assessment (An) of the National Energy Program 1980, Bruce Will-*  
son, 1:18

#### Atlantic provinces

Energy  
Conservation, federal-provincial initiatives, 18:17  
Security, 14:33  
Western Canadian oil and gas, subsidized transportation, 8:33-4;  
20:15

#### Atomic energy

Energy needs, provision, 12:56; 14:31

#### Atomic Energy of Canada Limited (AECL)

Research and development, 12:54-5

#### *Au Courant, Economic Council of Canada, 2:12,22*

#### Aubry, Peter, President, Bopete Resources Ltd.

Letter addressed to Committee, 25A:39-40  
Quotation, 24:20

#### Austin, Hon. Jack, Senator (Vancouver South)

National Energy Program, 23:62-3

#### Automobiles

Efficiency, 9:14  
Standards, 14:32  
Natural gas vehicles, 13:34  
Operation, average costs, study, 23:70-1  
Transportation mode, importance, 9:7, 15, 16-7  
Use, gasoline prices, impact, 9:18-9

#### BCAA

*See*

British Columbia Automobile Association

#### BP Canada Inc.

Activities, 21:6  
*BP Statistical Review of World Energy*, document, 21:14  
Canadian Ownership Rate, 21:6-7  
NEB hearings, interventions, 21:22, 25  
Oil prices, position, 27:21  
Tar sands development, 5:10

#### *Balanced Energy—Use Program Outline, Economic Council of Canada (news release PR 8504), 2:12*

#### Balfour, Hon. Reginald James, Senator (Regina), Committee Deputy Chairman

Bill C-92, subject-matter, 31:5, 8,9-10, 11, 16, 18  
National Energy Program  
Alberta Petroleum Marketing Commission, 24:30  
Energy conservation, 14:12-3  
Gas, natural, 27:26  
Motions, 14:5, 11; 19:30; 20:4, 5; 32:50  
Oil and oil products  
Crude, 26:50; 27:15, 19  
Prices, 7:59; 21:17; 27:11-2, 18-9; 28:29-30  
Supplies, 8:33  
Procedure, 2:14-5; 21:6, 9,14, 24, 25, 26; 26:75-6, 90  
Nomination, 1:9  
Organization meetings, 1:4, 9,10, 11, 13

#### Amis de la terre—Suite

Position et recommandations —Suite

Energie —Suite

Politique, initiatives, 14:31-3

Recherche et développement, financement fédéral, 14:29-30

#### Amoco Corp.

Recherche et développement, 1:23  
Sables bitumineux, exploitation, 5:10

#### Anderson, M. George R.M., sous-ministre adjoint, Secteur de la politique, des programmes et des économies d'énergie, ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources

Bill C-92, teneur  
Discussion, 29:9-10, 11-2, 13-5  
Exposé, 29:5-9

#### Andrews, M. Robert, administrateur délégué, Independent Petroleum Association of Canada

Programme énergétique national, remarques introductives, 3:5

#### Arabie saoudite

Pétrole  
Position concurrentielle, 12:28, 29  
Prix, fixation, 25:59  
Production, stratégie, 28:67-8

#### Arctic Islands Exploration Group, 12:28

#### Arctique, région

Développement  
Contrôle et responsabilité, 31:9-11  
Habitants, position, 31:5-6  
Industriel, conséquences socio-économiques, 14:18-21  
Politique, 31:6-8  
Ralentissement, conséquences, 32:5  
Hydrocarbures, exploration et mise en valeur, 3:30-1; 4:20-1; 7:53-4;  
30:12-3  
Encouragements, 17:26  
Mer de Beaufort, région, 1:25, 39-40, 41; 3:26-7; 6:13-4; 14:13-5  
Participation des habitants, 17:6, 12-5, 16-7  
Réglementation, processus et les règlements, 4:21-2  
*Voir aussi*  
Territoires du Nord-Ouest  
Terres du Canada

#### Argue, M. David J., associé principal, Passmore Associates International

Programme énergétique national, discussion, 7:17-8, 19-20, 23,  
25-6, 27-9, 32-4, 35-6, 38-9

#### Armstrong, M. Graham, directeur, Division de la politique et de la coordination, Direction de l'énergie et du remplacement du pétrole, Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources

Programme énergétique national, discussion, 12:48

#### *Assessment (An) of the National Energy Program 1980, Bruce Will-* son, 1:18

#### Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers

Memoire, 23:25

- Bangladesh**  
Energy technology, requests, 7:10
- Banking, Trade and Commerce, Standing Senate Committee**  
NEP, examination, referral, 8:13
- Banks and banking**  
Northern joint venture companies, loans, 17:16, 17
- Barber Hydraulic Turbine**  
Exports, 7:11, 24
- Barkwell, Donald D., Executive Vice-President, Norcen Energy Resources Limited**  
National Energy Program, discussion, 4:8-9, 10, 12-3, 15, 19, 20, 23, 24-5, 27-8, 31, 32-3, 35-7
- Barootes, Hon. Efstathios William, Senator (Regina-Qu'Appelle)**  
Bill C-85, subject-matter, 22:11, 14  
Bill C-92, subject-matter, 30:13-4  
Introduction, 2:9  
National Energy Program  
Aberford Resources Ltd., 11:23-5  
CHIP, 14:13, 15, 32  
Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, 28:52-5  
Energy conservation, 14:17-8, 22  
Energy policy, 11:25; 14:15-7  
Gas, natural, 2:25; 8:21-3  
Gasoline  
Prices, 23:23-4, 49-50, 62, 70, 73-5, 28:10-1, 24-5  
Taxation, 23:64, 66, 71  
Income tax, 11:25-6; 15:29  
Investments, foreign, 11:27-8  
Motions, 6:5; 19:29; 20:9, 13  
NEP, 10:35-6; 17:20-2  
North Sea, 11:19  
Northwest Territories, 17:19-20  
Oil and gas exploration, 15:11-2  
Oil and oil products, 2:24-5; 10:23-6; 20:29-30; 23:29, 48; 28:23-4  
Oil industry, 6:21-2; 8:23-4; 15:28; 28:51  
PGRT, 15:27-8  
PIP, 11:16; 15:27; 17:23  
Petro-Canada, 23:35, 49  
Pipelines, 20:23, 27-9  
Procedure, 11:32  
Saskatchewan, 10:25; 14:17  
Shell Canada Limited, 28:31-2  
Suncor Inc., 28:76-80  
Tar sands, 28:81
- Battle, Edward G., President and Chief Executive Officer, Norcen Energy Resources Limited**  
Biographical note, 4:5  
National Energy Program  
Discussion, 4:8-11, 13-4, 15, 16-7, 18, 19, 21-3, 24, 25-6, 27, 29-32, 33-4, 35, 37  
Statement, 4:5-7
- Bawden Western Oceanic Offshore Ltd., 28:56**
- Beauregard, G.N., Senior Vice-President, Eastern Region, Petro-Canada Products Division, Petro-Canada Inc.**  
National Energy Program, discussion, 26:61, 62-3, 65, 72, 74
- Association canadienne de commercialisation des produits...**  
Recommandations  
Gulf Canada Limitée, raffinerie à Montréal, fermeture, examen, 23:23  
Loi anti-coalition, adoption, 23:48  
Pétro-Canada  
Ministre responsable, changement, 23:28  
Réduction de l'envergure, 23:27, 41-2  
Pétrole et produits pétroliers, renseignements relatifs aux marchés, 23:28  
Produits pétroliers raffinés, libre-échange, 23:28
- Association canadienne de la construction**  
Recherches en bâtiment, financement, position, 16:29
- Association canadienne des automobilistes (ACA)**  
Activités, 9:5-6; 23:54  
Action politique, 23:76-7  
Automobiles, coût de fonctionnement, étude, 23:70-1  
Comparution devant le Comité, février 1985, 23:54, 55  
Energies de remplacement, promotion, 9:16, 19  
Membres, 23:54  
Mémoires  
Février 1985, 9A23-48  
Avril 1986, 23:59, 63  
Position et recommandations  
Accord de l'Ouest, 23:55  
Conférence fédérale-provinciale sur les prix d'essence, tenue, 23:55, 58, 76  
Energie, politique, 9:7, 9-11  
Essence  
Prix, 9:21, 22  
Taxes, 23:55-7, 58-9, 63-4, 71-3, 75-6  
Mesures obligatoires favorisant l'efficacité, 9:16  
PEN, 9:6, 21-2  
Prix de l'essence  
Conséquences pour les projets de voyages, sondage, 23:57  
Etudes, 23:59-62, 67, 69-70, 73-5
- Association des consommateurs du Canada, 1:29-30**
- Association canadienne du gaz**  
Conversions du pétrole au gaz, position, 18:9, 10
- Association canadienne du pétrole**  
*Voir*  
Association pétrolière du Canada
- Association pétrolière du Canada (APC)**  
Comparution devant le Comité, avril 1984, 5:5, 6  
Mémoire, citation, 1:19  
Industrie pétrolière, liquidités, résumés, 5:32-3  
Pétrole, réserves, évaluation, 1:16  
Mémoire à l'ONE, 5:22, 33-4  
Politiques énergétiques, 5:35-6  
Position et propositions  
Bill C-92, points positifs, 30:5-6  
Bill C-94, 30:20-1  
Energie, politique  
Débat national, 5:16-7  
Investissements, encouragement, 30:6-7  
Fonds renouvelables pour l'étude de l'environnement, 30:7, 15  
PEP, 5:13-5  
Pétrole et gaz  
Approvisionnement, sécurité, 5:28-9



**Bechtel Canada Ltd., 1:44**

**Bechtold, J.F., Senior Director, Supply Co-ordination, Petro-Canada Products Division, Petro-Canada Inc.**  
National Energy Program, discussion, **26:49-50, 51-3**

**Bell, Hon. Ann Elizabeth, Senator (Nanaimo-Malaspina)**

National Energy Program  
Canada Oil and Gas Act, **6:16-7**  
Documents, **8:12**  
Electricity, **7:31-4**  
Gasoline, **9:17-20, 25**  
National Energy Board, **20:20, 22, 31**  
Oil and oil products, **2:24**  
Oil industry, **1:43; 3:31; 15:25-7**  
Pipelines, **20:22-3**  
Research and development, **6:28; 7:20, 34-5**  
Roxy Petroleum Ltd., **15:25**  
Senate, **8:13-4**

**Berger, Thomas R., Commissioner, Mackenzie Valley Pipeline Inquiry, 14:19**

**Best, E.W., Past Chairman of the Board of Governors, Canadian Petroleum Association; President, Oil and Gas Division, BP Canada Inc.**  
National Energy Program, discussion, **5:10, 15-6, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 34-5, 38**

**Bill C-24 — Act to amend the Oil Substitution and Conservation Act and the Canadian Home Insulation Program Act, subject-matter**  
Historical background, examination, House of Commons, **18:6, 7**  
Order of reference, **18:3**  
Purpose, **18:6, 9**  
Report to Senate without amendment, **18:5, 18**

**Bill C-48, 1<sup>st</sup> Session, 32<sup>nd</sup> Parliament**

*See*  
Canada Oil and Gas Act

**Bill C-57, 1<sup>st</sup> Session, 32<sup>nd</sup> Parliament**

*See*  
Excise Tax Act and the Excise Act, Act to amend and to provide for a revenue tax in respect of petroleum and gas

**Bill C-85 — Act to amend the Petroleum Incentives Program Act, subject-matter**

Discussion  
Clause 3 — Other incentives, **22:8-10**  
Historical background, House of Commons Legislative Committee review, **22:6**  
Order of reference, **22:3**  
Purpose, **22:7**  
Ramifications, ministerial discretion, **22:8-10**  
Regulations, **22:13**  
Report to Senate without amendment, **22:5, 14**  
Scope, **22:10**

**Bill C-91 — Competition Tribunal Act**  
Strengthening, recommendation, **23:46-7**

**Bill C-92 — Canada Petroleum Resources Act**  
Scope, **22:12**

**Association pétrolière du Canada (APC)—Suite**

Position et propositions — *Suite*

Pétrole et gaz — *Suite*

Terres domaniales, exploitation, régime fiscal, **30:7, 10-1**

Industrie

Activité, réduction, **5:29-30**

Aide gouvernementale, **30:19-20**

Canadianisation, **5:30-1; 7:62**

Encouragements, **5:24-6, 32**

Prix pétrolières, déréglementation, effets économiques, **6:26, 28-9**

Réglementation, processus et les règlements, **5:26-8**

Réserves, **5:8**

Redevances

Provinciales, **5:12**

Terres domaniales, régime, **30:6-7, 9-10, 14, 16-7**

Réserves de l'Etat

Attestation de découverte importante, **30:6**

Permis de prospection, **30:6, 14-5**

Titres, octroi, **30:6, 8-9**

TRPG, **5:12-3; 25:12**

Terres du Canada, **7:48-9**

*Proposition de nouvelle politique pétrolière et gazière au Canada*, document de discussion, **5:5, 6; 5A:1-11**

**Association pétrolière indépendante du Canada**

*Voir*

Independent Petroleum Association of Canada

*Au Courant, Conseil économique du Canada, 2:12,22*

**Aubry, M. Peter, président, Bopete Resources Ltd.**

Lettre adressée au Comité, **25A:92-3**

Citation, **24:20**

**Austin, honorable Jack, sénateur (Vancouver-Sud)**

Programme énergétique national, **23:62-3**

**Autochtones**

Activités de mise en valeur dans le Nord

Conséquences socio-économiques, **14:20-1; 30:12-3**

Participation, **3:26-7; 4:21; 17:12, 13, 16-7**

Soumission pour un permis, droits ancestraux considéré comme une partie de l'actif, **31:17-8**

Revendications territoriales, Bill C-92, ramifications, **31:6, 8-9, 12-4**

**Automobiles**

Efficacité, **9:14**

Normes, **14:32**

Emploi, prix d'essence, répercussions, **9:18-9**

Fonctionnement, coûts moyens, étude, **23:70-1**

Transport, mode, importance, **9:7, 15, 16-7**

Véhicules fonctionnant au gaz naturel, **13:34**

**BCAA**

*Voir*

British Columbia Automobile Association

**BP Canada Inc.**

Activités, **21:6**

*BP Statistical Review of World Energy*, document, **21:14**

ONE, audiences, présentations, **21:22, 25**

Prix de pétrole, position, **27:21**

Sables bitumineux, exploitation, **5:10**

Taux de propriété canadienne, **21:6-7**

**Energy resources—Cont'd**New and renewable resources—*Cont'd*Research and development—*Cont'd*

Committee recommendation, 19:17, 21

ENERDEMO-Canada, 12:38-9

Forest Industry Renewable Energy (FIRE) Program, 12:38

## Funding

Federal and provincial, cutbacks, 7:36-7; 16:18-9

Other countries, comparison, 7:38-9; 12:58; 16:14, 20-1

Industrial Research Assistance Program (IRAP), 7:21; 16:11-2, 20, 31

Solar Demonstration Program, 12:38

Small hydro, 7:24-5, 27, 31

Technology, export opportunities, 7:29-30

Wind technology, 7:26, 27, 33, 39; 13:22; 16:19; 17:25

*See also*

Atomic energy

Electricity

Solar energy

**Energy Resources Conservation Act (Alberta)**

Oil pools, production, provisions, 25:55-6

**Energy Squeeze (The), Bruce Willson, 1:20,28****Environmental Assessment Review Process (EARP)**

Bill C-92, repercussions, 29:14

**Environmental Studies Revolving Funds**

Bill C-92, provisions, 29:8; 30:7, 15-6

Expenditures, 29:14

**Erb, R.B., Executive Vice-President, Canadian Automobile Association**

National Energy Program

Discussion, 9:11-5, 16-7, 18-9, 20, 21-3, 24-5, 26; 23:59-67, 68, 72-3, 74, 76-7

Statement, 9:5-11; 23:53-9

**Esso Petroleum Canada**

Briefing book, 25:7, 9,10, 14, 15, 16, 25, 31, 33, 34

Contractual arrangements with service station operators, 25:23-5

## Crude oil

Lower prices, impact, 25:10-1

Posted prices, 25:18-9

Determination, 25:13-4

Purchases, 25:15-6

Division of Imperial Oil Limited, 25:6

Gasoline prices, 25:9-10

Control, 25:23-5, 31

Independent distributors, relations, 25:29-30

Inventory valuation, 25:19-20

Oil crisis, current, impact, 25:29

## Position

Crude oil, marketing, 25:27-8

Gasoline prices, 25:8-9, 27

Petro-Canada, 25:30-1

Pricing system, 25:8-9, 11, 20-1, 25, 35-8

*See also above*

Crude oil — Posted prices

Gasoline prices

Products, turnaround time, 25:31-2, 33

Profits, 25:7, 28-9

Gasoline, returns and losses, 25:10, 25, 33

Sales to U.S., 25:17-8, 33-4

**Energie et des ressources naturelles, Comité sénatorial...—Suite**Ordres de renvoi —*Suite*Programme énergétique national, examen—*Suite*

Rapport intérimaire, publication et distribution, 19:iii

Personnel de soutien, 19:ii

Procès-verbaux et témoignages

Erratum, 16:3

Impression, 1:4, 9-10

Tirage, augmentation, 12:5, 61

## Rapports au Sénat

Bill C-24, teneur, sans amendement, 18:5, 18

Bill C-85, teneur, sans amendement, 22:5, 14

Dépenses contractées, 2<sup>e</sup> session, 32<sup>e</sup> parlement, 1:7*Marché (Le) du pétrole en 1986*, cinquième rapport, 32:i-vii, 1-54

Adoption, 32:54

Présentation, 32:v

Table des matières, 32:vii

Tirage, 32:54

*Politique énergétique canadienne (La): rapport intérimaire*, troisième rapport, 19:i-vii, 1-35

## Conclusions

Crise pétrolière, disparition, 32:4

Politique énergétique, décisions présomptueuses, 32:7

## Distribution, 19:35

Impression, 19:35

Influence, portée, 22:14

Petites entreprises de prospection et de production, réaction, 24:6

Présentation, 19:v

Résumé, 19:3-7

Table des matières, 19:vii

Titre, 19:35

## Recommandations

## Aide financière

Producteurs de pétrole classique, 32:1, 16

Producteurs de pétrole non classique, 32:1, 20

Energie, conservation, 19:18, 23; 32:9

Energies de remplacement, recherche et développement, 19:19, 23

## Gaz naturel

Exportation sous réserve d'une formule de protection, 19:12, 23

Prix, fixation, 19:13, 23

Industrie pétrolière, canadianisation, 19:22, 23

## Pétrole brut

Exportation à condition de satisfaire aux besoins du marché intérieur, 19:11, 23

Majoration importante et subite du prix, protection du consommateur, 19:21, 23; 32:22

Prix affiché, surveillance, 32:1, 23

Prix plancher, 19:20, 23; 21:16

Produits pétroliers, prix, surveillance, 32:1, 26

Programme d'encouragement du secteur pétrolier, suppression, 19:14, 23

Taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières, suppression, 19:14, 23

## Terres du Canada, exploration et exploitation

Encouragements, 19:15, 23

Participation canadienne, 19:16, 23

## Sous-comité de rédaction

Premier rapport, 19:33

Deuxième rapport, 19:34

**Energie renouvelable: l'innovation à l'oeuvre, Jeff Passmore**

Document publié par le Conseil des Sciences du Canada, 7:13

**Esso Petroleum Canada—Cont'd**

- Sales to U.S.—*Cont'd*
- Prices, determination, 25:37

**Esso Resources Canada Limited**

- Northerners, relations, 17:13, 17
- Production, 25:15
- Tar sands development, 5:10

**Europe**

- Gasoline, taxation, 23:67-8

**Excise Tax Act and the Excise Act, Act to amend and to provide for a revenue tax in respect of petroleum and gas (Bill C-57, 1<sup>st</sup> Session, 32<sup>nd</sup> Parliament)**

- Senate opposition, 8:13-4

**Exports**

- Energy
  - Conventional, 19:15; 21:7
  - Renewable, goods and services, 7:7, 20, 26
  - Opportunities, 7:9-11, 29-30
- Resources, predictions, 14:24-5

**FIRE**

- See*
- Forest industry — Forest Industry Renewable Energy Program

**Falcone, C., General Manager—Corporate Strategies, Shell Canada Limited**

- National Energy Program
- Discussion, 12:80, 93-4
- Statement, 12:62-71, 73-5, 77-9, 81-6, 87-90

**Federal Energy Regulatory Commission (United States)**

- Northern California, small hydro sites, survey, 7:32

**Federal-provincial relations**

- Equalization payments, 2:23

**Finance, Trade and Economic Affairs, Standing House of Commons Committee**

- Economic Council of Canada, brief, February 4/1986, quotation, 23:57

**Financial Post**

- Hibernia oil field development, possibility, article, Nov. 23/85, 30:17

**Foreign investments**

- See*
- Investments, foreign

**Forest industry**

- Forest Industry Renewable Energy (FIRE) Program, 12:38
- Wood waste, use, 7:23-4

**France (La) photovoltaïque—Photovoltaics from France, 7:14****Francis, Bill, Francis Fuels Ltd., Petroleum Marketers Association of Canada**

- National Energy Program, discussion, 23:53

**Energie renouvelable, ressources**

*Voir*

Energie, ressources — Ressources nouvelles et renouvelables

**Energie solaire**

- Centre national d'essai d'équipements solaires, 7:11
- Hélio-thermie, 7:25, 27
- Industrie, développement, 7:7, 10-1, 25, 27
- Programme de démonstration de l'énergie solaire, 12:38
- Systèmes photovoltaïques, 7:27

**Energy Resources Conservation Act (Alberta)**

- Gisements de pétrole, production, dispositions, 25:55-6

**Energy Squeeze (The), Bruce Willson, 1:20,28****Erb, M. R.B., vice-président exécutif, Association canadienne des automobilistes**

- Programme énergétique national
- Discussion, 9:11-5, 16-7, 18-9, 20, 21-3, 24-5, 26; 23:59-67, 68, 72-3, 74, 76-7
- Exposé, 9:5-11; 23:53-9

**Essence**

- Colombie-Britannique, provenance, 26:36-7
- Distributeurs
  - Association, besoins, 23:20, 23
  - Marge de profits, 23:9-10; 28:11-3
  - Prix à la pompe, fixation, 23:8-9, 12, 13-5, 17, 21, 23-4, 49-50; 25:22-4, 31, 61
  - Raffineries, rapport, 23:7-9, 11, 13-4, 15-6, 21-2; 25:23-5, 60-3; 26:33, 34, 38-9, 61-3; 28:12-3, 73-4
  - Etude proposée, 32:40
  - Rétro-location, 23:10-1
  - Rapports avec Petro-Canada, expérience personnelle, 23:9, 12, 17, 19-20, 24; 26:63-5
  - Ventes, expérience personnelle, 23:22-3
- Exportée aux Etats-Unis, prix, 25:17-8, 37
- Marché, compétition, 23:66, 68-9, 70
- Méthane et alcool, mélange, 9:25
- Prix
  - Association canadienne des automobilistes, données, 23:73-5
  - Au détail, ventilation, graphique, 32:39
  - Chute, 21:15-6; 23:58; 26:32, 54, 56-7; 28:10-1
  - Délai, 20:16-7; 23:40-1, 42, 50, 59-60, 68, 69-70; 25:67-8; 26:35, 54-5
- Conséquences
  - Economies d'énergies, 9:14-5, 19
  - Tourisme, 9:13, 17-9, 22-3; 23:57-9
  - Tableau, 9A:45
- Coûts, composants, 25:25-7, 49
- Eléments influençants, 9:12-4; 25:9-10, 27, 57-9; 28:11, 24-5
- Etats-Unis et Canada, différence, 9:8; 12:96-7; 23:59-63, 66-7; 25:21-2, 56-9; 26:32, 34-5, 46, 55-6; 27:21
- Fixation, 23:8, 13-5, 17-9, 40-1, 42, 65, 69-70; 25:60-1; 28:74-5, 76; 32:42
- Pétrole brut, prix, rapport, 26:53-5; 27:17-8, 20-1, 28
- Prix rampe de chargement, 23:51; 25:20-1, 35-8, 60; 26:89; 28:26; 32:40-1
- Réduction, recommandation, 9:21-2
- Sensibilité aux forces du marché, 26:57-8
- Uniformité, 21:22-4; 26:30-1; 28:13-4
- Variations, 23:67, 68-9; 26:57
- Entre les provinces, tableau, 32:43



**Francis Fuels Ltd.**

Canadian suppliers, contractual arrangements, 23:53

**Friends of the Earth**

Brief, 14A:1-3

Quotations, 14:15, 16

Energy studies

Consumption patterns, 14:9-10, 25

Charts, 14A:4, 5, 6, 7, 10

*Life After Oil: a Renewable Energy Policy for Canada*, 14:6-7, 8-9, 30

Formation and activities, 14:6

Position and recommendations

Arctic regions, oil production, 14:13-5, 18-21

Economic growth, 14:24-5

Energy

Conservation, 14:23-4, 25-6

Policy initiatives, 14:31-3

Research and development, federal funding, 14:29-30

Nuclear power, 14:31

Slides, 14A:4-10

**Frith, Hon. Royce, Senator (Lanark)**

Organization meeting, 1:9, 12

**Galt Energy Systems Ltd.**

Hydro turbines

Demonstration projects, 7:24

Testing, 7:21

**Gas, natural**

Conservation, 1:37; 4:22-3

Contracts, 8:21-2

Demand

Canadian, forecasts, 12:77-8

Chart, 12A:47

Increase, 8:7; 13:33-4, 37-8

Supply, balance, 2:25-6; 13:11

Charts, 13A:12, 13

Distribution

Pipelines, 19:4-5

Transportation subsidies, Committee recommendations, 19:11, 21

Exports, 1:19, 35; 4:31; 12:78; 13:33-4; 19:11

Chart, 12A:48

Committee recommendations, 19:9, 21

Markets, 8:21-2; 12:74-6

Access, 13:40-1

Restrictions, 13:30-11; 21:8

Fields

Elmsworth, 1:38; 8:31-2; 13:37

Milk River, 8:32

Finding costs, 12:79-82

Chart, 12A:50

Liquid natural gas (LNG), 8:22-3

Marketing, 4:31-2

Markets, 15:23, 24-5

*See also above*

Exports

Prices, 8:15; 15:22-3; 18:9; 19:9-10

Committee recommendations, 19:11, 21

Cost components, 21:8-10

Chart, 21A:2

Deregulation, 2:8, 25, 26-7, 32; 7:42-3; 12:91; 19:4

Effective date, 27:26-7

Results expected, 19:10; 20:30

**Essence—Suite**

Prix —Suite

*Voir aussi plus haut*

Distributeurs — Prix à la pompe, fixation

Revenus, répartition, tableaux, 32:27, 28

Stations de service réglées par un gouvernement provincial, 28:24-5

Taxation, 25:10

Autres pays, comparaison, 23:67-8

Conséquences négatives, 9:9; 23:56

Réduction

Conséquences, 23:65-6, 73

Recommandations, 9:6-7, 9-10, 19-20; 23:64, 71-3

Taxes fédérales d'accise et de vente, 9:9; 23:55-6, 58, 63-4, 73; 32:25-6

Taxes de vente provinciales, 23:75-6; 32:25

Ventes au détail

Dispositions administratives, 23:21-3

Vendu sous une marque connue et sous un autre nom, 25:63-4

**Esso Ressources Canada Limitée**

Habitants du Nord, relations, 17:13, 17

Production, 25:15

Sables bitumineux, exploitation, 5:10

**Etats-Unis**

Bureau of Standards, protocole d'entente, 16:32

Energie

Conservation, 7:17-8; 14:17

Petites centrales électriques, 7:32

Politique

Entreprises, sources énergétiques, achats, 7:24

Gaz, déréglementation, 2:25

Pétrole

Accès, 1:18; 8:40-1

Industrie, appartenance, 7:63

Prix non rentables, réponse possible, 8:42-3

Energie, Département

Energie, conservation et énergies renouvelables, financement, réductions, 7:38-9

Gaz naturel, importation, lignes directrices, 13:39

*Photovoltaïcs—Energy from Sunlight*, 7:10

Citation, 7:14

Energies renouvelables

Industrie, ventes dans les pays en voie de développement, 7:30

Promotion, 7:12, 20, 26

Recherche et développement, 7:27, 37-9; 16:14

Turbines éoliennes, 7:39

Essence, prix, 9:8, 13, 14, 15, 22; 13:16; 26:55, 56

Gaz naturel

Offre et demande, 8:21-2; 12:73-7

Graphique, 12A:116

Prix, 8:19

Industrie pétrolière, 8:36-7

Grandes compagnies intégrées, production et capacité de raffinage, 27:15-6

Raffineries, pétrole brut, achats, 27:15

Petites centrales hydro-électriques, 7:32

Pétrole et gaz, exploration et développement, 12:77; 28:50

Pétrole et produits pétroliers

Brut

Prix, Chicago, comportement, graphiques, 32:30

Prix affichés, 25:52, 64; 26:48; 27:26, 29-30; 28:23-4, 33

Sources stables, perception, 27:7, 28-9

Ventes sur le marché spot, 27:29

Consommation, diminution, 1:35

**Gas, natural—Cont'd****Prices—Cont'd**

Determination, 4:31-2; 7:41-2; 8:18

Increases, impact, 1:37-8

Outlook, 12:67-8

Policy, proposal, 21:20-1

Tables and charts, 1A:13; 12A:40

Producers' profit margin, 8:7; 15:22; 21:9

Charts, 21A:2

Royalties, 8:30-1

Sales, 11:7-8

Graphs, 11A:7, 8

Supplies, 8:6

Chart, 12A:47

Depletion, 1:17-8

Elasticity, 2:18; 8:9-10, 31-2

Protection, 4:31; 5:36-8; 8:18-9; 13:33, 40; 19:9; 21:8, 22

Committee recommendations, 19:9, 21

Formula, 13:30, 35

Reserves, 1:38, 42-3; 2:8, 29; 13:11, 31-3, 35-7

Per successful well, 12:79

Prices, relationship, 8:24-5

Tables and charts, 1A:14, 16-8; 2A:12, 13, 14; 12A:49; 13A:11

*See also*

Oil and gas exploration

**Gas industry***See*

Oil industry

**Gasoline**

British Columbia, source, 26:36-7

Distributors

Association, need for, 23:20, 23

Cross-leases, 23:10-1

Profit margin, 23:9-10; 28:11-3

Pump price, setting, 23:8-9, 12, 13-5, 17, 21, 23-4, 49-50; 25:22-4, 31, 61

Refineries, relationship, 23:7-9, 11, 13-4, 15-6, 21-2; 25:23-5, 60-3; 26:33, 34, 38-9, 61-3; 28:12-3, 73-4

Study, proposal, 32:36

Relations with Petro-Canada, personal experience, 23:9, 12, 17, 19-20, 24; 26:63-5

Sales, personal experience, 23:22-3

Exported to U.S., prices, 25:17-8, 37

Market competition, 23:66, 68-9, 70

Methane and alcohol, additives, 9:25

Prices

Canadian Automobile Association data, 23:73-5

Cost components, 25:25-7, 49

Crude oil prices, relationship, 26:53-5; 27:17-8, 20-1, 28

Decline, 21:15-6; 23:58; 26:32, 54, 56-7; 28:10-1

Lag time, 20:16-7; 23:40-1, 42, 50, 59-60, 68, 69-70; 25:67-8; 26:35, 54-5

Elements affecting, 9:12-4; 25:9-10, 27, 57-9; 28:11, 24-5

Impact

Conservation, 9:14-5, 19

Tourism, 9:13, 17-9, 22-3; 23:57-9

Chart, 9A:20

Market sensitivity, 26:57-8

Rack pricing, 23:51; 25:20-1, 35-8, 60; 26:89; 28:26; 32:36-7

Reduction, recommendation, 9:21-2

Retail structure, chart, 32:35

Setting, 23:8, 13-5, 17-9, 40-1, 42, 65, 69-70; 25:60-1; 28:74-5, 76; 32:38

**Etats-Unis—Suite**Pétrole et produits pétroliers —*Suite*

Contrôle, système de 1974, 21:20

Distributeurs indépendants, 23:43

Droits de douane, 26:79-80

Stocks, 27:29

Gestion, système, 25:47-8

Recherches, financement, 16:22

Touristes

Destinations, 9:24-5

Essence, prix canadiens, conséquences négatives, 23:56-7

**Europe**

Essence, taxation, 23:67-8

**Expansion industrielle régionale, ministère**

Pétrole, raffinage et commercialisation, secteurs, responsabilité, proposition, 26:83

**Exportations**

Energie

Conventionnelle, 19:17; 21:7

Renouvelable, biens et services, 7:7, 20, 26

Possibilités, 7:9-11, 29-31

Ressources, prévisions, 14:24-5

**Exposé de renouveau économique, 8 novembre 1984**

Programmes énergétiques, restrictions, 1:21; 2:12; 7:29; 12:36, 37-8, 39-40; 16:8

**Falcone, M. C., administrateur général, stratégies de la société, Shell Canada Limitée**

Programme énergétique national

Discussion, 12:80, 93-4

Exposé, 12:62-71, 73-5, 77-9, 81-6, 87-90

**Federal Energy Regulatory Commission (Etats-Unis)**

Californie, nord, petites centrales hydro-électriques, sondage, 7:32

**Finances, commerce et questions économiques, Comité permanent de la Chambre des Communes**

Conseil économique du Canada, mémoire, 4 février 1986, citation, 23:57

**Financial Post**

Secteur pétrolier Hibernia, développement, possibilité, article du 23 novembre 1985, 30:17

**Fonds renouvelables pour l'étude de l'environnement**

Bill C-92, dispositions, 29:8; 30:7, 15-6

Dépenses, 29:14

**Forêts et produits forestiers, industrie**

Déchets de bois, utilisation, 7:23-4

Energie renouvelable dans l'industrie forestière, Programme (PERIF), 12:38

**France (La) photovoltaïque—Photovoltaics from France, 7:14****Francis, M. Bill, Francis Fuels Ltd., Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers**

Programme énergétique national, discussion, 23:53

**Gasoline—Cont'd****Prices—Cont'd**

U.S. and Canada, differential, 9:8; 12:96-7; 23:59-63, 66-7;  
25:21-2, 56-9; 26:32, 34-5, 46, 55-6; 27:21

Uniformity, 21:22-4; 26:30-1; 28:13-4

Variations, 23:67, 68-9; 26:57

Between provinces, table, 32:39

**See also above**

Distributors — Pump price, setting

**Retail sales**

Administrative details, 23:21-3

Brand and independent name sales, 25:63-4

Revenue distribution, tables, 32:24, 25

Service stations regulated by provincial government, 28:24-5

**Taxation, 25:10**

Federal sales and excise tax, 9:9; 23:55-6, 58, 63-4, 73; 32:22-3

Negative impact, 9:9; 23:56

Other countries, comparison, 23:67-8

Provincial sales taxes, 23:75-6; 32:22

**Reduction**

Consequences, 23:65-6, 73

Recommendations, 9:6-7, 9-10, 19-20; 23:64, 71-3

**Gérin, Jacques, Associate Deputy Minister (North), Department of Indian Affairs and Northern Development**

Bill C-92, subject-matter, discussion, 31:16, 17

**Getty, Hon. Donald, Premier, Province of Alberta**

Oil production, cutbacks, offer to OPEC, 21:11

**Gieck, Dennis R., President, Strand Oil & Gas Ltd.****National Energy Program**

Discussion, 24:14-6, 17, 18, 21-3, 25-6, 27-8, 29-32, 33-4, 35, 36,  
37-8, 39-40, 41-2, 43

Statement, 24:8-13

**Global Insecurity, Daniel Yergin, 1:15****Godding, Richard, Director, Technical and Travel Services, Canadian Automobile Association**

National Energy Program, discussion, 9:15-6, 17, 19, 20, 23-4, 25;  
23:68, 75

**Government**

Lobbying of, 1:19, 29-30; 7:36-7

Oil industry, role, 8:17-20, 29, 43; 10:33-5; 25:64-6

Regional divisions, avoidance, proposals, 8:20

Revenues, impact of investment in oil and gas industry, 3:8, 18-9

**Government expenditures**

Administration, 19:5

Cutbacks, 1:21-2; 2:12-3; 7:15-7, 22-3, 28-9

**Government programs**

Review, 18:9-10

**Graham, J. Tom, Manager, Heavy Oil Engineering, Heavy Oil Division, Husky Oil Ltd.**

National Energy Program, discussion, 26:40

**Gray, Jim K., Executive Vice-President, Canadian Hunter Exploration Ltd.**

Biographical note, 8:5

Brief, 8:5, 12, 24, 26, 28

**Francis Fuels Ltd.**

Fournisseurs canadiens, arrangements contractuels, 23:53

**Frith, honorable Royce, sénateur (Lanark)**

Séance d'organisation, 1:9, 12

**Frontières énergétiques canadiennes****Voir**

*Energie (L') des régions pionnières canadiennes*

**GNL****Voir**

Gaz naturel—Gaz naturel liquifié

**GRDE****Voir**

Groupe de recherche et développement énergétiques

**Galt Energy Systems Ltd.**

Turbines hydrauliques

Projets de démonstration, 7:24

Tests, 7:21

**Garde côtière canadienne**

Systèmes photovoltaïques, emploi, 7:27

**Gaz naturel**

Approvisionnements, 8:6

Elasticité, 2:18; 8:9-10, 31-2

Epuisement, 1:17-8

Graphique, 12A:117

Protection, 4:31; 5:36-8; 8:18-9; 13:33, 40; 19:9; 21:8, 22

Formule, 13:30, 35

Recommandations du Comité, 19:12, 23

Réserves, 1:38, 42-3; 2:8, 29; 13:11, 31-3, 35-7

Par puit réussi, 12:79

Prix, relation, 8:24-5

Tableaux et graphiques, 1A:33, 35-7; 2A:29, 30, 31; 12A:119;  
13A:24

Commercialisation, 4:31-2

Conservation, 1:37; 4:22-3

Contrats, 8:21-2

Découvertes, coûts, 12:79-82

Graphique, 12A:120

**Demande**

Augmentation, 8:7; 13:33-4, 37-8

Canadienne, prévisions, 12:77-8

Graphique, 12A:117

Offre, équilibre, 2:25-6; 13:11

Graphiques, 13A:25, 26

**Distribution**

Gazoducs, 19:5, 12

Subventions de transport, recommandations du Comité, 19:13, 23

Exportations, 1:19, 35; 4:31; 12:78; 13:33-4; 19:13-4

Graphique, 12A:118

Marchés, 8:21-2; 12:74-7

Accès, 13:40-1

Recommandations du Comité, 19:12, 23

Restrictions, 13:30-1; 21:8

Gaz naturel liquifié (GNL), 8:22-3

**Gisements**

Elmsworth, 1:38; 8:31-2; 13:37

Milk River, 8:32

Marchés, 15:23, 24-5



**Gray, Jim K., Executive Vice-President, Canadian Hunter ...—Cont'd**

- Brief—*Cont'd*
- Summary, 8:5, 14
- Ideology, 7:67; 8:12
- National Energy Program
- Discussion, 8:8-44
- Statement, 8:5-8
- Oil and gas revenue, distribution, position, 7:52

**Great Canadian Oil Sands**

- See*
- Suncor Inc.

**Gulf Canada Limited**

- Acquisition by Petro-Canada, 26:68-70
- Gasoline prices, setting, 23:17, 19
- Montreal refinery, closure, 23:28; 26:78-9
- Service station operators
- Contractual arrangements, 23:13; 26:61-2
- Relations, 23:9, 12

**Gulf Canada Resources Inc.**

- Activities, 6:5
- Brief, 6:5; 6A:1-16
- Canadian suppliers, 6:27
- Interprovincial Pipeline Ltd., control, 21:13
- Northerners, relations, 17:17
- Position and recommendations
- NEP, 6:6
- Oil industry
- Canadianization, 6:27-8
- Fiscal regime, 6:7
- Profits, 6:17-9, 21-3
- Report to shareholders, 1983, quotation, 6:17
- Research and development, 6:28

**Gulf Minerals Canada Ltd., 11:24****Gurel, D.O., Manager, Production, Husky Oil Ltd.**

- National Energy Program, discussion, 26:36

**Hammond, Rick, T.G. Hammond Ltd., Petroleum Marketers Association of Canada**

- National Energy Program
- Discussion, 23:32, 34-5, 37, 38, 39-40, 44-5, 51, 52
- Statement, 23:28-9, 31-2

**Hammond (T.G.) Ltd.**

- Business activities, 23:28-9
- Canadian suppliers, 23:32
- Contractual arrangements, 23:52
- Profit margin, 23:28-9

**Harris, Lawrence, Energy Advisor, Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources**

- National Energy Program
- Canadian Automobile Association, 23:77
- Oil and oil products, 25:36-8; 26:89-90
- Oil industry, 25:71
- Ultramar Canada Inc., 26:88

**Hastings, Hon. Earl A., Senator (Palliser-Foothills), Committee Chairman**

- Bill C-24, subject-matter, 18:6, 7, 8, 17-8
- Bill C-85, subject-matter, 22:6, 8, 10, 13, 14

**Gaz naturel—Suite**

- Marchés—*Suite*
- Voir aussi plus haut*
- Exportations
- Prix, 8:15; 15:22-3; 18:9; 19:12
- Coûts constitutifs, 21:8-10
- Graphique, 21A:5
- Déréglementation, 2:8, 25, 26-7, 32; 7:42-3; 12:91; 19:5
- Conséquences prévues, 19:12-3; 20:30
- Mise en vigueur, date, 27:26-7
- Détermination, 4:31-2; 7:41-2; 8:18
- Politique, proposition, 21:20-1
- Prévisions, 12:67-8
- Recommandations du Comité, 19:13, 23
- Relèvement, conséquences, 1:37-8
- Tableaux et graphiques, 1A:32; 12A:110
- Producteurs, marge de bénéfice, 8:7; 15:22; 21:9
- Tableaux, 21A:5
- Redevances, 8:30-1
- Ventes, 11:7-8
- Graphiques, 11A:7, 8

**Gérin, M. Jacques, sous-ministre associé (Nord), ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**

- Bill C-92, teneur, discussion, 31:16, 17

**Getty, honorable Donald, premier ministre, province de l'Alberta**

- Pétrole, réductions dans la production, offre aux pays de l'OPEP, 21:11

**Gieck, M. Dennis R., président, Strand Oil & Gas Ltd.**

- Programme énergétique national
- Discussion, 24:14-6, 17, 18, 21-3, 25-6, 27-8, 29-32, 33-4, 35, 36, 37-8, 39-40, 41-2, 43
- Exposé, 24:8-13

**Global Insecurity, Daniel Yergin, 1:15****Godding, M. Richard, directeur, Services techniques et voyages, Association canadienne des automobilistes**

- Programme énergétique national, discussion, 9:15-6, 17, 19, 20, 23-4, 25; 23:68, 75

**Gouvernement**

- Divisions régionales, résolution, propositions, 8:20
- Industrie pétrolière, rôle, 8:17-20, 29, 43; 10:33-5; 25:64-6
- Lobbisme auprès du, 1:19, 29-30; 7:36-7
- Recettes, répercussions de l'investissement dans l'industrie pétrolière et gazière, 3:8, 18-9

**Gouvernement, dépenses**

- Administration, 19:5
- Réductions, 1:21-2; 2:12-3; 7:15-7, 22-3, 28-9

**Gouvernement, programmes**

- Etude, 18:9-10

**Graham, M. J. Tom, gérant, Ingénierie du pétrole brut, division du pétrole brut, Husky Oil Ltd.**

- Programme énergétique national, discussion, 26:40

**Grande-Bretagne**

- Voir*
- Royaume-Uni

**Hastings, Hon. Earl A., Senator (Palliser-Foothills), Committee...**  
*Cont'd*  
 Bill C-92, subject-matter, 29:5, 9:10-1, 13, 15-6  
*Canadian Energy Policy: an Interim Report*, report to Senate, summary, 19:3-6  
 National Energy Program  
   Arctic regions, 3:31; 14:14  
   Canada lands, 4:29-30, 36-7; 6:7-10; 7:50-1; 10:7-8; 11:18-9  
   *Canadian Energy: Supply and Demand, 1983-2005*, National Energy Board, report, 13:7  
   Committee, 1:14; 13:8; 17:26-7  
   Documentation, 8:13; 13:20  
   Employment, 14:18  
   Energy, 13:18  
   Energy conservation, 14:21-2  
   Energy policy, 4:7; 12:23; 17:9  
   Esso Petroleum Canada, 25:17-8, 28-9, 31, 33  
   Gas, natural, 13:37-8  
   Gasoline  
     Prices, 23:19, 42, 69-70; 25:24-5; 26:56-7  
     Service station operators, 23:12, 23; 25:22-3  
     Taxation, 23:63, 72  
   Government, 10:33-4  
   Husky Oil Ltd., 26:9-11, 16-7, 33, 40-1  
   Imperial Oil Limited, 25:12  
   NEP, 4:25-7, 36; 8:16-7; 9:11-2; 10:21-2, 28-30; 12:97-100; 15:19-20, 29-30; 17:7-8, 15-6  
   NRC, 16:9-10  
   Norcen Energy Resources Limited, 4:19-20, 24-5, 30  
   Northern Canada Power Commission, 7:34  
   Northwest Territories, 17:26  
   Oil and gas exploration, 4:13-4; 5:10-1; 12:86, 88; 17:26; 26:46-7  
   Oil and oil products  
     Crude, 26:37; 27:19  
     Demand, reduction, 7:14-5;  
     Enhanced recovery, 26:24  
     Free market, assumption, 26:18  
     Heavy oil, 1:35  
     Independent distributors, 23:29, 30, 52  
     Oil crises, 28:55  
     Prices, 2:9-10; 7:66; 8:7; 12:19, 20, 56; 13:12-3, 41-2; 24:35-6; 25:11, 50-1, 53; 27:11, 12, 24; 28:6  
     Supplies, 5:17-22; 12:9  
 Oil industry  
   Authority for expenditure, 24:25, 31-2  
   Activity, 3:10; 5:7; 8:7  
   Canadianization, 2:27-8; 7:69; 9:9; 15:10  
   Contract drilling and service rigs sector, 28:47  
   Employment, 5:34-5  
   Financial situation, 3:21-4; 5:32-3; 6:21, 22; 8:40; 11:9; 15:6-7; 24:17  
   Fiscal regime, 8:33-7; 11:8, 28; 12:17, 19; 26:40  
   Investments, 3:32-3; 6:28-9; 15:31-2; 25:66-7  
   Major integrated companies, 27:16  
   Revenues, 5:32-3  
   Small explorers and producers, 12:69, 71, 84; 15:11; 24:13  
 PGRT, 7:52, 55; 25:43-5  
 PIP, 2:20-2; 3:27-8; 4:9-10; 8:29-30; 10:13-4; 11:12-3, 14-5, 33-4; 15:12-4, 29; 17:22-3; 26:14  
 Petro-Canada, 23:16-7, 35, 36; 26:64, 67-8  
 Procedure, 1:14, 21, 44; 2:5, 9:18, 32; 3:5, 29, 33-4; 4:5, 8, 9, 12, 19, 28, 30, 37; 5:5, 39-40; 6:5, 29; 7:6, 36, 40, 69; 8:5, 9, 12, 14, 37, 44; 9:5, 22, 23, 25-6; 10:5, 7, 12, 25, 30, 36-7; 11:5, 27, 34; 12:7, 13, 24, 34, 37, 40, 57, 60, 61, 62, 88, 101; 13:6, 9, 11, 13, 15, 16, 19, 22, 29, 31, 38, 42; 14:6, 11, 18, 33; 15:5, 32; 16:7, 10, 15, 21, 27, 33; 17:5, 13, 19, 27; 23:7, 24-5, 28, 32, 53, 77;

**Gray, M. Jim K., vice-président exécutif, Canadian Hunter Exploration Ltd.**

Idéologie, 7:67; 8:12  
 Mémoire, 8:5, 12, 24, 26, 28  
 Résumé, 8:5, 14  
 Note biographique, 8:5  
 Pétrole et gaz, revenus, partage, position, 7:52  
 Programme énergétique national  
   Discussion, 8:8-44  
   Exposé, 8:5-8

**Great Canadian Oil Sands**

*Voir*  
 Suncor Inc.

**Groupe de recherche et développement énergétiques (GRDE)**

Pétrole, prix, position, 12:57  
 Recherche et développement énergétiques, programmes, examen, 12:35-6, 52  
 Responsabilités, 12:34-5; 16:7  
 Ressources accordées au CNRC, 16:8  
 Tableaux, 16A:25, 30

**Gulf Canada Limitée**

Acquisition par Petro-Canada, 26:68-70  
 Essence, prix, fixation, 23:17, 19  
 Exploitants de stations de service  
   Ententes contractuelles, 23:13; 26:61-2  
   Rapports, 23:9, 12  
 Raffinerie de Montréal, fermeture, 23:28; 26:78-9

**Gulf Minerals Canada Ltd., 11:24**

**Gurel, M. D.O., gérant, production, Husky Oil Ltd.**

Programme énergétique national, discussion, 26:36

**Hammond, M. Rick, T.G. Hammond Ltd., Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers**

Programme énergétique national  
 Discussion, 23:32, 34-5, 37, 38, 39-40, 44-5, 51, 52  
 Exposé, 23:28-9, 31-2

**Hammond (T.G.) Ltd.**

Fournisseurs canadiens, 23:32  
 Arrangements contractuels, 23:52  
 Marge de profit, 23:29-30  
 Secteur d'activités, 23:28-9

**Harris, M. Lawrence, conseiller en matière d'énergie, Comité sénatorial permanent de l'énergie, et des ressources naturelles**

Programme énergétique national  
 Association canadienne des automobilistes, 23:77  
 Industrie pétrolière, 25:71  
 Pétrole et produits pétroliers, 25:36-8; 26:89-90  
 Ultramar Canada Inc., 26:89

**Hastings, honorable Earl A., sénateur (Palliser-Foothills), Président du Comité**

Bill C-24, teneur, 18:6, 7, 8, 17-8  
 Bill C-85, teneur, 22:6, 8, 10, 13, 14  
 Bill C-92, teneur, 29:5, 9, 10-1, 13, 15-6  
*Marché (Le) du pétrole en 1986*, rapport au Sénat, avant-propos, 32:3-5  
 Nomination, 1:8

**Hastings, Hon. Earl A., Senator (Palliser-Foothills), Committee...**  
*Cont'd*  
 National Energy Program — *Cont'd*  
 Procedure — *Cont'd*  
   24:6, 13, 43; 25:6, 18, 38-9, 72; 26:6, 41, 75; 27:6, 9-10, 30;  
   28:6, 23, 33, 39, 57, 64, 85  
 Research and development, 16:16-8, 24, 26  
 Roxy Petroleum Ltd., 15:18  
 Shell Canada Limited, 12:63; 28:9  
 Suncor Inc., 12:11, 28; 28:75-6, 82  
 Tar sands, 13:27, 28  
 Texaco Canada Inc., 25:62  
 United States, 12:76  
 Nomination, 1:8  
*Oil Marketing: 1986*, report to senate, foreword, 32:3-5  
 Organization meetings, 1:8-14

**Hays, Hon. Daniel Phillip, Senator (Calgary), Acting Chairman of Committee (Issue no. 30)**  
 Bill C-24, subject-matter, 18:16-7  
 Bill C-85, subject-matter, 22:10-1  
 Bill C-92, subject-matter, 30:5, 7, 13, 16-20, 21  
 Bill C-94, subject-matter, 30:5, 7, 13, 21  
 Introduction, 1:8  
 National Energy Program  
   Electricity, 13:22  
   Energy, 3:24-5; 13:21  
   Energy, Mines and Resources Department, 12:52-3  
   Energy conservation, 1:35-7; 3:25-6; 4:22-3; 9:14-6 13:21; 14:23-5  
   Energy policy, 15:20-2  
   Esso Petroleum Canada, 25:33  
   Gas, natural, 15:22-3, 24-5  
   Gasoline, 25:25-7  
   Government, 8:17-20; 25:64-6  
   Motions, 14:4; 23:4  
   NRC, 16:21-4  
   Northwest Territories, 17:18-9  
   Oil and gas exploration, 26:36  
 Oil and oil products  
   Crude, 25:27, 54-6, 26:24-7, 49-50; 28:18-9  
   Imports, 26:81-3  
   Prices, 12:13-5; 13:9, 13-4; 24:13-7; 25:12-4, 20, 37, 51-4;  
     26:27-8, 36, 48-9, 52; 27:13, 18, 30; 28:14-7, 20-2, 39-40  
   Taxation, 26:35  
 Oil industry  
   Activity, 12:73, 85-6  
   Canadianization, 2:18-20; 15:21-2  
   Contract drilling and service rig sector, 28:40-1, 50  
   Deregulation, 24:39  
   Fiscal regime, 5:24-6; 6:24-5; 8:37-9; 12:91-2  
   Investments, 12:67, 69  
   Refineries, 25:16-7; 26:53, 83  
   Regulatory processes and regulations, 5:26-8; 13:38-9  
   Research and development, 4:28  
   Small explorers and producers, 5:24-5; 24:32-5  
   Vertical integration, 25:15-6  
 PRGT, 15:20; 26:11  
 Petro-Canada, 25:30; 26:68-71, 74-5  
 Research and development, 12:54; 16:20, 25  
 Roxy Petroleum Ltd., 15:30-1  
 Shell Canada Inc., 12:70-1  
 Suncor Inc., 12:20; 28:70-1  
 Tar sands, 12:10-1, 32-3; 28:68-70  
 Ultramar Canada Inc., 26:85  
 United States, 12:74-5, 77; 25:64; 27:15, 26; 28:33  
 Organization meetings, 1:12-3

**Hastings, honorable Earl A., sénateur (Palliser-Foothills)...—*Suite***  
*Politique énergétique canadienne (La): rapport intérimaire*, rapport  
 au Sénat, résumé, 19:3-7  
 Programme énergétique national  
   Arctique, région, 3:31; 14:14  
   CNRC, 16:9-10  
   Comité, 1:14; 13:8; 17:26-7  
   Commission d'énergie du Nord canadien, 7:34  
   Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, 25:12  
   Documentation, 8:13; 13:20  
   Emplois, 14:18  
   Energie, 13:18  
   Energie, conservation, 14:21-2  
   Energie, politique, 4:7; 12:23; 17:9  
*Energie (L) au Canada: offre et demande, 1983-2005*, Office  
 national de l'énergie, rapport, 13:7  
 Essence  
   Exploitants de stations de service, 23:12, 23; 25:22-3  
   Prix, 23:19, 42, 69-70; 25:24-5, 31; 26:56-7  
   Taxation, 23:63, 72  
 Etats-Unis, 12:76  
 Gaz naturel, 13:37-8  
 Gouvernement, 10:33-4  
 Husky Oil Ltd., 26:9-11, 16-7, 33, 40-1  
 Industrie pétrolière  
   Activités, 3:10; 5:7; 8:8  
   Autorisation pour dépenses, 24:25, 31-2  
   Canadianisation, 2:27-8; 7:69; 9:9; 15:10  
   Emplois, 5:34-5  
   Forages sur contrat et services d'entretien des installations de  
     forage, secteur, 28:47  
   Grandes compagnies intégrées, 27:16  
   Investissements, 3:32-3; 6:28-9; 15:31-2; 25:66-7  
   Petites entreprises de prospection et de production, 12:69, 71,  
     84; 15:11; 24:13  
   Régime fiscal, 8:33-7; 11:8, 28; 12:17, 19; 26:40  
   Revenus 5:32-3  
   Situation financière, 3:21-4; 6:21, 22; 8:40; 11:9; 15:6-7; 24:17  
 Norcen Energy Resources Limited, 4:19-20, 24-5, 30  
 PEN, 4:25-7, 36; 8:16-7; 9:11-2; 10:21-2, 28-30; 12:97-100;  
   15:19-20, 29-30; 17:7-8, 15-6  
 PEP, 2:20-2; 3:27-8; 4:9-10; 8:29-30; 10:13-4; 11:12-3, 14-5, 33-4;  
   15:12-4, 29; 17:22-3; 26:14  
 Petro-Canada, 23:16-7, 35, 36; 26:64, 67-8  
 Pétrole et gaz, exploration et développement, 4:13-4; 5:10-1;  
   12:86, 88; 17:26; 26:46-7  
 Pétrole et produits pétroliers  
   Approvisionnements, 5:17-22; 12:9  
   Brut, 26:37; 27:19  
   Crises pétrolières, 28:55  
   Demande, réduction, 7:14-5;  
   Distributeurs indépendants, 23:29, 30, 52  
   Marché libre, hypothèse, 26:18  
   Pétrole lourd, 1:35  
   Prix, 2:9-10; 7:66; 8:7; 12:19, 20, 56; 13:12-3, 41-2; 24:35-6;  
     25:11, 50-1, 53; 27:11, 12, 24; 28:6  
   Récupération assistée, 26:24  
 Pétroles Esso Canada, 25:17-8, 28-9, 31, 33  
 Procédure, 1:14, 21, 44; 2:5, 9, 18, 32; 3:5, 29, 33-4; 4:5, 8, 9, 12,  
   19, 28, 30, 37; 5:5, 39-40; 6:5, 29; 7:6, 36, 40, 69; 8:5, 9, 12, 14,  
   37, 44; 9:5, 22, 23, 25-6; 10:5, 7, 12, 25, 30, 36-7; 11:5, 27, 34;  
   12:7, 13, 24, 34, 37, 40, 57, 60, 61, 62, 88, 101; 13:6, 9, 11, 13,  
   15, 16, 19, 22, 29, 31, 38, 42; 14:6, 11, 18, 33; 15:5, 32; 16:7,  
   10, 15, 21, 27, 33; 17:5, 13, 19, 27; 23:7, 24-5, 28, 32, 53, 77;  
   24:6, 13, 43; 25:6, 18, 38-9, 72; 26:6, 41, 75; 27:6, 9-10, 30;  
   28:6, 23, 33, 39, 57, 64, 85



"Hedging your bets", in *Canadian Business*, June 1984  
NEP, impact, 4:36

Helliwell, J.F., Professor of Economics, University of British Columbia  
Oil industry, investment, rate of return, study, 4:34-5

Herring, Don M., Managing Director, Canadian Association of Oil-well Drilling Contractors  
National Energy Program, discussion, 28:40, 44, 46-7, 53-4

Hiles, W.A., Director, Energy Supply Branch, National Energy Board  
National Energy Program, discussion, 13:22-4, 25, 27, 29, 37

Hollbach, A.R., Assistant Deputy Minister, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources  
National Energy Program  
Discussion, 12:40-1, 46, 47-8, 49, 58-9, 60  
Statement, 12:37-40

Holmes, J.A., Manager, International Trading, Shell Canada Limited  
National Energy Program, discussion, 28:33

Howard, John A., Director and Member of the Executive Committee, Independent Petroleum Association of Canada; President, Aberdeen Resources Ltd.  
National Energy Program  
Discussion, 3:19, 20-1, 23; 11:15-34  
Statement, 11:5-14

Howe, Hon. C.D., former Minister of Munitions and Supply  
Oil industry, incentives, 6:9

Howe (C.D.) Research Institute, 14:13

#### Husky Oil Ltd.

Activities, 10:5-6, 19  
Bi-provincial upgrading project, 10:18, 23-4, 30, 33  
Agreement, 26:10-1  
Esso Resources Canada Limited, participation, 26:20-1  
Canadian content, 10:26  
Downstream, 26:26, 31, 32-3  
See also below  
Refined products  
Economic benefits, 10:23-5  
Grandfathered under PIP, 26:9-10, 11-4  
Annual report, 1985, quotations, 26:11-2, 14, 17  
Background information, 10:5; 26:6  
Briefs  
February 26/1985, 10A:1-3  
May 5/1986, 26:15, 17, 18, 23, 29, 31, 40  
Financial situation, 10:22-3; 26:16-7, 19-20  
PGRT exemption, announcement of Apr. 30/1986, impact, 26:11  
PIP, elimination, consequences, 26:11-4  
Positions and proposals  
NEP, 10:6-7, 21-2  
Oil  
Crude, marketing, 26:25-7  
Pricing policies, 26:14-5, 18-9, 27-8, 35  
Special taxes on oil products, rebate, 26:17-8, 29-30, 35  
Refined products  
Contractual arrangements with service station operators, 26:33, 34, 38-9  
Pricing policy, 26:34

Hastings, honorable Earl A., sénateur (Palliser-Foothills)...—*Suite*  
Programme énergétique national —*Suite*  
Recherche et développement, 16:16-8, 24, 26  
Roxby Petroleum Ltd., 15:18  
Sables bitumineux, 13:27, 28  
Shell Canada Limited, 12:63; 28:9  
Suncor Inc., 12:11, 28; 28:75-6, 82  
TRPG, 7:52, 55; 25:43-5  
Terres du Canada, 4:29-30, 36-7; 6:7-10; 7:50-1; 10:7-8; 11:18-9  
Territoires du Nord-Ouest, 17:26  
Texaco Canada Inc., 25:62  
Séances d'organisation, 1:8-14

Hays, honorable Daniel Phillip, sénateur (Calgary), président suppléant du Comité (fascicule n° 30)  
Bill C-24, teneur, 18:16-7  
Bill C-85, teneur, 22:10-1  
Bill C-92, teneur, 30:5, 7, 13, 16-20, 21  
Bill C-94, teneur, 30:5, 7, 13, 21  
Introduction, 1:8  
Programme énergétique national  
CNRC, 16:21-4  
Energie, 3:24-5; 13:21  
Energie, conservation, 1:35-7; 3:25-6; 4:22-3; 9:14-6; 13:21; 14:23-5  
Energie, Mines et Ressources, ministère, 12:52-3  
Energie, politique, 15:20-2  
Energie électrique, 13:22  
Essence, 25:25-7  
Etats-Unis, 12:74-5, 77; 25:64; 27:15, 26; 28:33  
Gaz naturel, 15:22-3, 24-5  
Gouvernement, 8:17-20; 25:64-6  
Industrie pétrolière  
Activités, 12:73, 85-6  
Canadianisation, 2:18-20; 15:21-2  
Déréglementation, 24:39  
Forages sur contrat et services d'entretien des installations de forage, secteur, 28:40-1, 50  
Intégration verticale, 25:15-6  
Investissements, 12:67, 69  
Petites entreprises de prospection et de production, 5:24-5; 24:32-5  
Raffineries, 25:16-7; 26:53, 83  
Recherche et développement, 4:28  
Régime fiscal, 5:24-6; 6:24-5; 8:37-9; 12:91-2  
Réglementation, processus et les règlements, 5:26-8; 13:38-9  
Motions, 14:4; 23:4  
Petro-Canada, 25:30; 26:68-71, 74-5  
Pétrole et gaz, 26:36  
Pétrole et produits pétroliers  
Brut, 25:27-8, 54-6; 26:24-7, 49-50; 28:18-9  
Importations, 26:81-3  
Prix, 12:13-5; 13:9, 13-4; 24:13-7; 25:12-4, 20, 37, 51-4; 26:27-8, 36, 48-9, 52; 27:13, 18, 30; 28:14-6, 20-2, 39-40  
Taxation, 26:35  
Pétroles Esso Canada, 25:33  
Recherche et développement, 12:54; 16:20, 25  
Roxby Petroleum Ltd., 15:30-1  
Sables bitumineux, 12:10-1, 32-3; 28:68-70  
Shell Canada Inc., 12:70-1  
Suncor Inc. 12:20; 28:70-1  
TRPG, 15:20; 26:11  
Territoires du Nord-Ouest, 17:18-9  
Ultramar Canada Inc., 26:85  
Séances d'organisation, 1:12-3

- Husky Oil Ltd.**—*Cont'd*  
 Refined products —*Cont'd*  
 Sales  
   Non-Husky stations, 26:33-4  
   Ontario, 26:40-1
- IEA**  
*See*  
 International Energy Agency
- IPAC**  
*See*  
 Independent Petroleum Association of Canada
- IPL**  
*See*  
 Interprovincial Pipeline Ltd.  
 Pipelines—Interprovincial Pipeline
- IRAP**  
*See*  
 National Research Council — Industrial Research Assistance Program
- Imperial Oil Limited**  
 Capital spending, reduction, 25:12  
 Interprovincial Pipe Line Ltd., control, 21:13  
 Lower crude oil prices, impact, 25:10-1  
 Oil industry, deregulation, position, 25:7  
 Rack pricing policy, 25:35-8  
 Research and development, 1:22-3  
*State (The) of Competition in the Canadian Petroleum Industry*, third submission to Restrictive Trade Practices Commission, 25:22, 27
- Income tax**  
 Corporate, flaws, 2:23-4  
 Oil industry, 1:42; 3:20-1; 7:56-60; 11:9-10, 16-8, 25-6; 15:29  
 Depletion allowance, 11:26  
 Profits-based tax, proposition, 12:91-2, 93-4; 15:7-8
- Independent Petroleum Association of Canada (IPAC)**  
 Brief, June 5, 1984, quotation, 7:46  
 Membership, 24:9, 19, 21  
 NEP, examination, request, 8:13  
 Oil and gas, national policy, position, 3:7-8  
   Canadianization, 3:24-5  
   Conservation, 3:25-6  
   PGRT, 11:22-3  
   PIP, 3:16-7, 27-8; 7:45-6; 15:20  
   Supplies, security, 3:28-30  
 Presentation, background information, 3:6  
 Provinces, representations, 11:30  
 Royalties, reduction, recommendation, 15:17
- India**  
 Renewable energy, government position, 7:12
- Indian Affairs and Northern Development Department (DIAND)**  
 Mandate, 31:10-1
- Industry**  
 Energy consumption, 13:19-20; 14:10, 30-1  
 Charts, 13A:5; 14A:5
- «Hedging your bets» dans *Canadian Business*, juin 1984  
 PEN, répercussions, citation, 4:36
- Helliwell, M. J.F.**, professeur d'économie, Université de Colombie-Britannique  
 Industrie pétrolière, investissements, taux de rendement, étude, 4:34-5
- Herring, M. Don M.**, directeur exécutif, Canadian Association of Oil-well Drilling Contractors  
 Programme énergétique national, discussion, 28:40, 44, 46-7, 53-4
- Hiles, M. W.A.**, directeur, Direction des approvisionnements énergétiques, Office national de l'énergie  
 Programme énergétique national, discussion, 13:22-4, 25, 27, 29, 37
- Hollbach, M. A.R.**, sous-ministre adjoint, Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources  
 Programme énergétique national  
 Discussion, 12:40-1, 46, 47-8, 49, 58-9, 60  
 Exposé, 12:37-40
- Holmes, M. J.A.**, directeur, Opérations internationales, Shell Canada Limitée  
 Programme énergétique national, discussion, 28:33
- Howard, M. John A.**, administrateur et membre du comité de direction, Independent Petroleum Association of Canada; président, Aberford Resources Ltd.  
 Programme énergétique national  
 Discussion, 3:19, 20-1, 23; 11:15-34  
 Exposé, 11:5-14
- Howe, honorable C.D.**, ancien ministre des Munitions et des Approvisionnements  
 Industrie pétrolière, stimulants, 6:9
- Howe (C.D.) Research Institute**, 14:13
- Husky Oil Ltd.**  
 Activités, 10:5-6, 19  
 Contenu canadien, 10:26  
 En aval, 26:26, 31, 32-3  
   *Voir aussi plus bas*  
     Sous-produits du pétrole brut  
   Jouissant des droits acquis en vertu du PEP, 26:9-10, 11-4  
   Projet bi-provincial de transformation, 10:18, 23-4, 30, 33  
   Accord, 26:10-1  
   Esso Ressources Canada Limitée, participation, 26:20-1  
   Retombées économiques, 10:23-5  
 Informations de base, 10:5; 26:6  
 Mémoires  
   26 février 1985, 10A:1-3  
   5 mai 1986, 26:15, 17, 18, 23, 29, 31, 40  
 PEP, suppression, conséquences, 26:11-4  
 Positions et propositions  
   PEN, 10:6-7, 21-2  
   Pétrole  
     Brut, commercialisation, 26:25-7  
     Prix, politiques, 26:14-5, 18-9, 27-8, 35  
     Taxes spéciales sur les produits du pétrole, réduction, 26:17-8, 29-30, 35  
 Rapport annuel, 1985, citations, 26:11-2, 14, 17

**Industry—Cont'd**

Grants and tax benefits, comparison, 7:67-8

**International Energy Agency (IEA)**

Canadian participation, 7:9; 12:51; 16:8, 16-7

**Energy**

Consumption, report, June 16, 1985, 18:7, 13-4

Research and development, funding, 12:58

Goals, 7:12

Member nations, oil-sharing, 32:11

**Oil prices**

Monitoring, 21:10

Position, 12:42, 56, 57

Renewable energy, funding, statistics, 7:37

**International Solar Energy Society**

Biennial conference, 1985, 7:12-3

**Interprovincial Pipeline Ltd. (IPL)**

Expansion, application, 20:11, 22-3

Operations, 21:13

**Inuit**

*See*

Native peoples

**Investment for Innovation, Gordon R. Sharwood, 7:35****Investments, Canadian**

Equity investment, incentives, 7:68-9; 15:10, 19, 22

Capital gains tax, abolishment, 11:26-7

Need, 3:7-8, 9, 24-5

Proposals, 4:19; 5:16

Oil industry, 3:31-3

**Investments, foreign**

Initial capitalization and capital outflow, comparison, 1:43-4

Encouragement, 11:27-8

**James MacLaren Industries Inc.**

Solar hot water system, 7:25, 27

**Japan****Energy**

Conservation, 2:13

National program, 7:12

Gas, natural, 8:19

Science policy, 16:22

**Kelly, Hon. William McDonough, Senator (Port Severn)**

Bill C-24, subject-matter, 18:7-9, 14

National Energy Program, 1:32-5; 4:9; 6:4, 22-4; 7:18-21

**Kenny, Hon. Colin, Senator (Rideau)**

Bill C-24, subject-matter, 18:15-6

Bill C-92, subject-matter, 29:10-1; 30:8-11

Introduction, 1:8

National Energy Program

Employment, 17:12

Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee,

20:21, 27

Energy policy, 4:17; 17:10-1; 26:17-8

Gas, natural, 21:20-2

**Husky Oil Ltd.—Suite**

Situation financière, 10:22-3; 26:16-7, 19-20

Sous-produits du pétrole brut

Ententes contractuelles avec les exploitants de stations de service, 26:33, 34, 38-9

Prix, politique, 26:34

Ventes

Autres stations de service que Husky, 26:33-4

Ontario, 26:40-1

TRPG, exemption, annonce du 30 avril 1986, conséquences, 26:11

**Hydrocarbures, Loi fédéral**

*Voir*

Bill C-92

Bill C-92, teneur

**Hydro-Ontario**

Petites centrales hydro-électriques, 7:31

Prix, fixation, 1:28

**IPAC**

*Voir*

Independent Petroleum Association of Canada

**IPL**

*Voir*

Interprovincial Pipeline Ltd.

**Ile-du-Prince-Edouard**

Energie électrique, 7:33, 34

**Imperial Oil Limited**

*Voir*

Compagnie Pétrolière Impériale Limitée

**Impôt sur le revenu**

Des sociétés, points faibles, 2:23-4

Industrie pétrolière, 1:42; 3:20-1; 7:56-60; 11:9-10, 16-8, 25-6; 15:29

Déduction pour épuisement, 11:26

Taxe sur les profits, proposition, 12:91-2, 93-4; 15:7-8

**Inde**

Energies renouvelables, position du gouvernement, 7:12

**Independent Petroleum Association of Canada (IPAC)**

Membres, 24:9, 19, 21

Mémoire, 5 juin 1984, citation, 7:46

PEN, étude, demande, 8:13

Pétrole et gaz, politique nationale, position, 3:7-8

Approvisionnement, sécurité, 3:28-30

Conservation, 3:25-6

PEP, 3:16-7, 27-8; 7:45-6; 15:20

Participation canadienne, 3:24-5

TRPG, 11:22-3

Présentation, information de base, 3:6

Provinces, demandes, 11:30

Redevances, réduction, recommandation, 15:17

**Industrie**

Subventions et avantages fiscaux, comparaison, 7:67-8

Energie, consommation, 13:19-20; 14:10, 30-1

Graphiques, 13A:18; 14A:12



**Kenny, Hon. Colin, Senator (Rideau)—Cont'd**

## National Energy Program —Cont'd

## Gasoline

Prices, 23:40-1, 66-8, 70; 25:21-2, 56-9, 60-1; 26:34; 27:17-8

Service station operators, 23:17-9; 25:24

## Government, 8:29

Husky Oil Ltd., 26:29, 32-4

Investments, Canadian, 5:16; 7:68

Media, 15:14

Motions, 5:4, 5; 19:30; 21:5, 14; 24:4-5; 32:49

National Energy Board, 20:19-20

Northwest Territories, 17:9

Oil and gas exploration, 1:37-40; 5:15

## Oil and oil products

Heavy oil, 26:18-24

Independent distributors, 23:38-40; 25:29-30

Prices, 20:18; 23:42; 25:18-20; 27:14, 17-8, 24-6

Supplies, 5:11-2; 8:24-5, 32

Supply and demand, 21:19

## Oil industry

Activity, 6:25

Canadianization, 6:27-8; 8:25-8

Financial situation, 6:19; 7:65-6; 8:27

Fiscal regime, 1:41-2; 3:12-5; 4:18; 6:26-7; 7:57-9; 15:16-7; 21:18-9

Investments, 4:19; 15:15-6

Small explorers and producers, 24:24-31, 37-8

## PGRT, 5:12-3

PIP, 3:16-7; 4:16, 17-8; 5:13-4; 7:66-7; 8:28-9

Petro-Canada, 23:41; 26:61-7

Pipelines, 21:24-6

Tar sands, 1:40-1

Texaco Canada Inc., 25:59-60

United States, 27:26

Organization meetings, 1:4, 9, 12-3

**Kerwin, Larkin, President, National Research Council**Appearance before House of Commons Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution (1<sup>st</sup> Session, 32<sup>nd</sup> Parliament), 16:12, 13

Division of Energy, termination, reaction, 7:16

## National Energy Program

Discussion, 16:9-14, 15, 16, 18-9, 21, 7, 28-33

Statement, 16:7-9

**Kirby, Hon. Michael, Senator (South Shore)**

National Energy Program, 1:26-31; 2:22-4; 14:17

**Kirkby, M.A., President and Chief Executive Officer, BP Canada Inc.**

## National Energy Program

Discussion, 21:14-26

Statement, 21:6-14

**LNG***See*

Gas, natural—Liquid natural gas

**Labour force**

Trades skills, development, Canadian North, 17:12-3

**Lalonde, Hon. Marc, former Minister of Energy, Mines and Resources**

Oil industry, small independents, representations, response, 24:19-20

**Industrie pétrolière**

## Activités

Accroissement, 3:9-12

Avant le PEN, 3:20, 21

Encouragements, 6:9-10; 8:6-7; 12:73, 84-6; 15:24, 26-7

Entreprises canadiennes et filiales canadiennes d'entreprises multinationales, comparaison, 10:11-2

Historique et perspectives, 4:5-6; 5:6-7; 6:25-6; 8:7-8

Prix du pétrole, chute, conséquences, 26:14-5, 31-2

Mesures atténuantes, propositions, 23:33; 24:11, 23, 32-6; 26:15, 17-8, 29-30, 35

Réduction, 5:29-30; 25:6-7

Aide gouvernementale, 24:24-5; 32:4-5, 15-6

Financement, 32:21-2

Pétrole et gaz conventionnels, secteur, 32:16-8

Recommandation du Comité, 32:1, 16

Pétrole nonclassique, secteur, 32:18-21

Recommandation du Comité, 32:1, 20

Révision dans deux ans, 32:22

Suppression, utilité, 19:4, 14

Approvisionnements en ressources, disparition, réponse, 1:34-5

Autorisation de dépenses, 24:25, 31-2

## Canadianisation

Frais spéciaux de propriété canadienne, 9:7, 9-10

Gouvernement, rôle, 15:10

Investissement en fonction de la situation du marché, 8:6, 28; 10:7

Objectif, intérêt national, 19:4, 22

PEN, rôle, 3:22-3; 7:44-5, 61-3

Résultat, 12:97-8

## Propositions

Achat par des Canadiens d'actions en capital, encouragements, 2:9, 18-20; 3:19, 24-5; 4:29; 5:30-1; 7:68-9; 15:10, 19, 21-2

## PEP

Remplacement,

Taux uniforme, 2:27-8

Taux de participation canadienne, condition à remplir, 6:27-8

Recommandation du Comité, 19:22, 23

*Voir aussi*

Terres du Canada—Exploration et exploitation

Capitaux, disponibilité, 26:19-20

Cartel, 23:26

Concentration, 21:24; 24:25, 25:32

Contre-mesures, nécessité, 23:26

*Voir aussi*

Intégration verticale

Concurrence, 25:32, 35-6, 42, 68-9; 32:4, 37-9, 40

Manque, 23:41; 27:30

Pratiques anticoncurrentielles, 23:46, 47-8; 25:21-2

Contrôle étranger, 1:22-3, 29; 7:64-5

Autres pays, comparaison, 7:63-4

Coûts, 15:23-4, 25; 26:36, 37-8

Déréglementation, 13:39-40; 25:66

Appui, 24:18

Canada et Etats-Unis, comparaison, 24:39

## Distributeurs indépendants

Importations des Etats-Unis, 26:89-90

Circuit de Régina, 23:50, 52-3

Difficultés connexes, 23:30-1, 42-5

Marché, part, 23:43

Marge bénéficiaire, 23:29-30, 37

Raffineries canadiennes, rapports, 23:29-32, 40; 25:29-30; 32:41

Arrangements contractuels, 23:52, 53

Fournisseurs américains, comparaison, 23:38-9; 26:66

Pratiques commerciales injustifiées, 23:30, 47-8; 26:65-6

Rôle économique, 23:28-9

- Lazar, Harvey, Administrator, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources**  
 Bill C-85, subject-matter, discussion, 22:9-10, 11-2, 13
- Leddy, B.D., Vice-President, Personnel and Administration Services, National Research Council**  
 National Energy Program, discussion, 16:15-6, 28
- Lefebvre, Hon. Thomas Henri, Senator (De Lanaudière)**  
 Bill C-24, subject-matter, 18:11-4, 15  
 Bill C-85, subject-matter, 22:12-3  
 Biographical note, 1:8  
 National Energy Program  
   Atomic energy, 12:56  
   CHIP, 12:48  
   COSP, 12:48  
   Canada lands, 4:29; 6:13-4; 11:13, 20  
   Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors 28:45-6, 53  
   Energy, 7:40; 13:16-8, 20-2  
   Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee, 20:26-7  
   Energy conservation 2:13-4; 7:17; 12:40-1  
   Energy policy, 4:19; 7:35-6  
   Gas, natural, 12:79-80, 81  
   Gasoline  
   Prices, 12:96-7; 21:15-6; 26:53-6; 28:26  
   Service station operators, 23:7-11, 21-3  
   Taxation, 23:65, 71-2  
 Government, 10:35  
 Government expenditures, 1:21-2; 7:15-6  
 Husky Oil Ltd., 26:38-9  
 Investments, Canadian, 7:69  
 Mexico, 21:14  
 Motions, 11:4, 27; 12:5, 61, 101; 13:4, 6; 19:29, 31; 20:4-5, 7-8; 32:50  
 NRC, 16:10-5  
 National Energy Program, 10:12-6; 11:20-3  
 Norcen Energy Resources Limited, 4:20  
 Oil and gas exploration, 4:11-2; 12:64  
 Oil and oil products  
   Crude, 26:39; 28:26-7  
   Free market, assumption, 26:38; 27:20  
   Imports, 20:14-5  
   Independent distributors, 23:29-31; 26:90  
   Prices, 12:20, 21, 41-2; 21:16-8; 23:45-8; 24:23; 25:45-9; 26:14-6, 51-2; 27:20-3, 24; 28:6, 17-8, 19, 28  
   Supplies, 1:42-3; 4:12-3; 5:28-9; 6:11-3; 12:9; 13:27-8; 28:46-7  
   Tariffs, 26:83-4  
 Oil industry  
   Activity, 5:29  
   Canadianization, 5:30-1; 7:61-3  
   Contract drilling and service rigs sector, 28:47  
   Deregulation, 13:39-40  
   Fiscal regime, 12:16-8, 23  
   Foreign control, 1:22  
   Investments, 11:32-3  
   Refineries, 26:84  
   Small explorers and producers, 5:31-2; 24:18-22, 34  
 PIP, 4:7-9, 10-1; 6:10-1; 11:13; 26:11-4  
 Petro-Canada, 1:23; 26:66, 71-4  
 Pipelines, 20:13-4  
 Procedure, 2:18; 10:36; 12:13; 21:12, 25  
 Research and development, 2:12-3; 12:42-5, 54-6; 16:32-3  
 Shell Canada Inc., 12:70, 72  
 Suncor Inc., 28:71-5, 80
- Industrie pétrolière—Suite**  
 Economie, répercussions, 3:8-9; 6:25-7  
*Voir aussi plus bas*  
 Emplois  
   Emplois, 28:35-6, 40  
   Création, 3:7, 8, 15-6; 5:34-5  
   Licenciements, 24:24; 26:67-8  
 Forages sur contrat et services d'entretien des installations de forage, secteur  
   Activités, 28:34-5  
   Accroissement radical, rapidité de réaction, 28:41, 50  
   Baisse, 28:55-6  
   Coût, 28:36-7  
   Répercussions à long terme, 28:47-9  
   Dépendance des explorateurs et producteurs de pétrole, 28:51  
   Echelle internationale, 28:56-7  
   1986, prévisions, 28:36  
 Assurance, primes, 28:55  
 Dépenses, avantages pour le Canada, 28:36, 55  
 Emploi, 28:35-6, 40  
 Investissements, 28:35  
 Liste de paie, 28:36  
 Tours de forage, 28:40-1, 44-5, 51, 52, 56  
 Gestion, 8:6  
   Savoir-faire canadien, 10:25-6  
 Gouvernement  
   Obligations, manque de compréhension de ses, 7:53  
   Rôle, 8:17-20, 29, 43; 10:33-5; 25:64-6; 30:18-20  
 Intégration verticale, 19:10-1; 32:38  
 Grandes compagnies intégrées, 27:15-6  
 Secteur amont et secteur aval, rapports, 25:15-6  
 Investissements  
   Acquisitions et projets d'exploration, comparaison, 25:66-7  
   Augmentation  
   Besoins, 25:40, 41-2  
   Propositions, 5:32-3; 6:28-9  
   Canadiens, 4:19, 29; 5:16  
   Encouragements, 15:22  
   Confiance des investisseurs, 8:35-7; 11:28-9; 26:19  
   Décisions, 8:7, 11-2, 27-8; 12:65-9, 71-2  
   Facteurs clés, 11:7  
   Graphiques, 12A:112, 113, 114  
   Mises de fonds, 3:10  
   Nouveaux capitaux, création, 3:9, 11, 31-3; 15:15-6, 31-2  
   Réinvestissement, 5:23-4; 6:22-3; 11:10-1, 32-3  
   Graphique, 11A:9  
   Répercussions économiques et fiscales, 3:8-9  
 Marchés, accès, 13:40-1  
 Mobilité, 1:38-9  
 Objectifs, 1:19-20, 28-9, 30  
 Petites entreprises de prospection et de production  
   Achat par une grande société, difficultés, solutions, 25:64-5  
   Activités  
   Extension démesurée, 5:14; 11:33-4; 15:11-2  
   Réserves classiques, exploitation, 12:64; 15:26; 24:8, 10, 43  
   Terres domaniales, 30:13-4  
   Aide, besoins, 32:16-8  
   Caractéristiques, 24:9-10  
   Commercialisation  
   Difficultés, 24:11-2, 13-7, 23, 28-31, 42  
   Système équitable, propositions, 24:11, 30-1; 25:55-6  
   *Voir aussi plus bas*  
   Pipe-line, accès  
   Efficacité, grosses sociétés pétrolières, comparaison, 24:24-6  
   Emplois, offres, 24:36-7  
   Encouragements, 4:14-6; 5:24-5, 31-2; 12:69-73, 84-6; 24:9  
   Graphique, 12A:129

**Lefebvre, Hon. Thomas Henri, Senator (De Lanaudière)—Cont'd**

- National Energy Program — *Cont'd*
- Tar sands, 10:19; 12:10, 30-1; 28:29
- Texaco Canada Inc., 25:62-4
- Ultramar Canada Inc., 26:76-80
- United States, 12:77; 27:16
- Organization meetings, 1:4, 5, 6, 9, 10, 11-2, 13

**Life After Oil: a Renewable Energy Policy for Canada, Robert Bott**

- Study undertaken by Friends of the Earth, 14:6-7, 8-9

**Lucier, Hon. Paul, Senator (Yukon)**

- Bill C-92, subject-matter, 29:11-2
- National Energy Program
- Arctic regions, 3:26; 4:20-2; 7:53-4; 14:18-21
- Energy, 7:54-5
- Gasoline, 9:13-4; 26:30-2, 57
- Motions, 9:4, 25; 16:6, 33; 26:5, 76
- Oil and oil products, 20:23-6; 26:29, 37, 83; 27:23-4
- Oil industry, 4:27-8; 6:17-8, 20-1; 7:51; 8:14-6; 24:36-7
- Petro-Canada, 26:58-60
- Procedure, 9:17, 26
- Research and development, 7:22-3; 16:25-6
- Tourist industry, 9:13
- Organization meetings, 1:8, 9

**McAra, Cora, former Petro-Canada Operator, Gravenhurst, Ontario**

- Brief, 23:7
- National Energy Program, discussion, 23:7-24
- Petro-Canada, relations, 26:63-5

**McAra, George, former Petro-Canada Operator, Gravenhurst, Ontario**

- Brief, 23:7
- Petro-Canada, relations, 26:63-5

**McDermid, John, M.P. (Brampton-Georgetown), Parliamentary Secretary to Minister of Energy, Mines and Resources**

- Bill C-24, subject-matter
- Discussion, 18:7-11, 12-3, 14, 15, 16-8
- Statement, 18:6-7
- Bill C-85, subject-matter
- Discussion, 22:8-9, 10, 11-4
- Statement, 22:6-7

**MacDonald, Hon. David, Canadian Emergency Coordinator for the African Famine, 7:11****MacLeod, Jack, President and Chief Executive Officer, Shell Canada Limited**

- Shell Canada Limited Annual General Meeting, statement, quotation, 28:7

**McNeil, Michael, Director, Public Relations and Government Affairs, Canadian Automobile Association**

- National Energy Program, discussion, 23:67, 69-72, 74, 77

**Maciej, Hans, Technical Director, Canadian Petroleum Association**

- Bill C-92, subject-matter, discussion, 30:8-9, 10, 11, 15, 20, 21
- Bill C-94, subject-matter, discussion, 30:20
- National Energy Program, discussion, 5:9, 11-2, 16, 17, 18-9, 20, 21-3, 24, 28, 32-4, 39

**Industrie pétrolière—Suite**

- Petites entreprises de prospection et de production — *Suite*
- Manque de représentation, 24:9, 13, 18-21
- Mémoire déposé devant le premier ministre de l'Alberta, 7 avril 1986, 23:33; 24:11, 33-4; 25A:53-7
- Pipe-line, accès, 24:11-2, 26-7, 42
- Position
- Accord de l'Ouest, 24:37
- Energie, politique, 24:7-8, 19-21
- Libre-entreprise, système, 24:37-9
- Politique énergétique canadienne (*La*), rapport intérimaire du Comité, 24:6
- Subventions, 24:6
- TRGP, suppression, 24:33-4
- Prix du pétrole, 26:51-2
- Chute, conséquences, 24:10, 21-3
- Stabilisation, recommandation, 23:33; 24:11, 23, 32-6
- Production, 24:34
- Pétrole et gaz conventionnels, secteur
- Exploitation, rôle des petites entreprises, 12:64; 15:26; 24:8, 10
- Forage, 12:86-8
- Problèmes structuraux, 12:63-4
- Voir aussi plus haut*
- Aide gouvernementale
- Produits pétroliers, industrie
- Voir plus bas*
- Raffineries
- Accords de réciprocité, 26:85-7; 28:82-3, 84
- Voir aussi plus bas*
- Pétrole brut — Echanges (accords de troc)
- Capacité, utilisation, 25:34-5
- Coûts, 25:16-7, 26-7
- Concentration, 25:32; 26:46; 27:25-6; 32:37-8
- Producteurs, réponse, 27:26
- Diminution de l'utilisation du pétrole, conséquences, 26:87-8
- Distributeurs au détail, rapports, 32:38, 42
- Fonctionnement, contexte difficile, 28:8
- Importations du produit raffiné, menace potentielle, 26:81-3
- Investissements, besoins, 25:40; 28:8
- Lettre du ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources concernant le prix d'essence, réponse, 26:56-7
- Manque de représentation, 26:84
- Marché, manipulation, 24:28-31
- Pétrole brut
- Désignation des besoins, modifications, 21:12, 16; 32:32
- Echanges (accords de troc), 25:16, 53-4, 71; 32:41
- Marché supplémentaire, accès, 26:49-50
- Prix d'achat, 26:53; 27:18-9
- Pétrole produit en surplus, écoulement, 26:80
- Politique, ministre responsable, proposition, 26:83
- Prix au gros, fixation, 32:40-1
- Voir aussi*
- Essence — Prix — Prix-rampe de chargement
- Raffineurs régionaux et nationaux, comparaison, 26:88-9
- Rationalisation, 32:9
- Situation financière
- Marge de bénéfices, 27:28; 28:8
- Rendement, 25:7-8; 26:42-3, 80
- Pertes, 26:45
- Stations fermées, contrats de vente de, 32:42
- Stocks
- Evaluation, 25:19-20, 47-9
- Roulement, délai, 24:28; 25:31-2, 33, 49-50; 26:37, 44; 28:7, 9-10, 24
- Recherche et développement, 4:28; 15:25-6



- Maddock, Douglas W., Federal Government Relations, Texaco Canada Inc.**  
National Energy Program  
Discussion, 25:62-3  
Introductory remarks, 25:39
- Mann, D.W., Manager, Planning—Oil and Gas Division, Business Development Department, BP Canada Inc.**  
National Energy Program, discussion, 21:22, 25
- Marathon Oil Company**  
Canadian subsidiaries, sale, 11:6, 24-5
- Marline Oil Corporation, 11:5**
- Marshall, Hon. Jack, Senator (Humber-St. George's-St. Barbe)**  
National Energy Program, 25:49-50, 64
- Maxwell, H.B., Vice-President, Government Affairs, Suncor Inc.**  
National Energy Program  
Discussion, 12:16-7, 21  
Introductory remarks, 12:7-8; 28:57-8
- Mayo, R.J., President, Petro-Canada Products Division, Petro-Canada Inc.**  
National Energy Program  
Discussion, 26:46-7, 48, 51, 53-62, 63-5, 66-75  
Statement, 26:41-6
- Medallion Petroleums**  
*See*  
Norcen Energy Resources Limited
- Media**  
Oil industry, reporting, 15:6-7, 14  
Shell Canada Limited, gasoline pricing policy, interpretation, 28:7-8
- Mercier, J.A., President, Universal Explorations (83) Ltd.**  
Biographical notes, 24:7  
National Energy Program  
Discussion, 24:13, 16, 17-21, 24-5, 26-7, 28-9, 30, 31, 32, 33, 34-5, 36, 37, 38-9, 40, 41, 42, 43  
Statement, 24:6-8
- Mexico**  
Oil producing country, classification, 21:14
- Middle East**  
Oil  
Crude, sales, net-back arrangements, 26:82  
International energy security, implications, 19:17  
Prices, 1:33  
Production, 1:18  
Refineries, growth, implications, 26:81-2  
Reserves, 1:25  
World market, potential influence, 19:15
- Miles, P., Acting Director General, Energy Studies; Director General, Energy Regulation, National Energy Board**  
National Energy Program  
Discussion, 13:12, 13-4, 15-22, 25-6, 27, 28, 29; 20:25-6  
Statement, 13:8-11
- Industrie pétrolière—Suite**  
Régime fiscal, 10:13-5  
Accord de l'Ouest, modifications, 21:18-9  
Autres secteurs, comparaison, 1:41-2; 3:6, 20-1; 7:57-60; 8:25-7; 11:10; 15:29  
Investissements, répercussions, 11:29; 12:69-70, 83  
Redevances, 2:24; 8:30-1  
Ecart, 26:40  
Réductions, 12:96  
Conséquences, 8:23-4; 28:37  
Propositions, 4:18; 11:30-2; 15:17, 28-9; 28:45-6  
Territoires du Nord-Ouest, 17:18  
Réforme  
Appui, 4:27-8  
Encouragements, 5:24-6, 30; 7:45-6, 66-7  
Entente entre le fédéral et les provinces, 11:29-32  
Objectifs, 6:7, 15-6, 24-5  
Propositions  
Impôt fondé sur les profits, 8:12, 33-5, 37-9; 12:92-4  
Mesures susceptible de créer une double imposition, élimination, 3:24  
Pétrole lourd, production, 26:23-4  
Stimulants fiscaux, système, 10:8-11  
Taxes et redevances, suppression ou réduction, 3:12-3, 18-20; 4:15-6, 18; 8:15; 12:89-90; 15:16-20, 20-1  
Provinces, réaction, 12:95-6  
Répercussions, 3:13-6, 18-9; 6:26; 8:16, 23-4; 11:28; 12:19  
Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires, 12:17  
Sables bitumineux, projets, 5:10; 12:13-9, 21-4  
Tableaux, 12A:69, 70  
Sociétés multinationales, 10:14-5, 30; 21:6-7, 18  
Taxation, 3:20-1; 7:56-7; 11:9-10, 16-8; 15:27-8; 19:14  
*Voir aussi*  
Taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières  
Réglementation, processus et les règlements, 5:26-8; 13:38-40  
Restructuration, 25:6-7; 30:21  
Revenus, 1:16, 19; 5:11-2, 19-20, 32-3; 7:69; 11:8-9  
Diminution, 25:40  
Partage entre gouvernements et industrie, 4:6, 13; 5:12, 27; 7:43-4, 51-2, 55-7; 8:16, 30-1  
Revenu réel net, 2:17-8; 3:6; 8:27-8  
Tableaux et graphiques, 1A:34; 5A:11; 11A:8-9  
Services publics de l'électricité, comparaison, 1:27  
Situation financière  
Bénéfices et pertes, 3:10; 6:17-9, 20-2; 8:27, 35-6; 10:22-3; 25:7  
Rendement après impôt, 4:34-5; 7:65-6; 12:82-3; 15:15-6, 32; 25:42; 26:42-3  
Graphiques, 4A:2; 12A:130  
Endettement, 3:21-4; 8:10-1, 40; 11:9  
Indices clés, 8:36-7, 39  
Liquidités, 5:32-3; 11:7-9  
Utilisation, 3:21; 5:15-6, 18-9; 11:10-1, 32-3  
Statistiques, 15:6-7, 8-10, 14-5  
Utilisation, 24:17-8  
*Voir aussi plus haut*  
Revenus  
*Voir aussi*  
Sables bitumineux
- Industries James MacLaren Inc.**  
Eau chaude, système solaire, 7:25, 27

**Mobil Oil Canada Ltd.**

Research and development, 1:23

**Molgat, Hon. Gildas L., Senator (Ste. Rose)**

National Energy Program

CHIP, 12:46-9

COSP, 12:46-9

Energy, 3:28-9, 30; 13:20

Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee, 13:8

Energy conservation, 13:15-6

Energy policy, 15:18-9

Energy resources, 16:18-20

Exports, 7:29-30

Gas, natural, 12:80

Government expenditures, 7:28-9

IEA, 12:51

Income tax, 11:17-8

Motions, 12:4, 5, 24, 34; 15:4, 32; 17:4, 27

NEP, 1:31-2

Northwest Territories, 17:26

Oil and oil products, 8:30-3; 12:10, 15-6, 21, 31

Oil industry, 4:14-5; 7:56; 15:8-10

Petro-Canada, 7:61

Procedure, 7:69; 13:19

Research and development, 12:49-50; 16:18

Roxy Petroleum Ltd., 15:31

United States, 12:76

**Morgan, Gwyn, President, Director and Member of the Executive Committee, Independent Petroleum Association of Canada**

Appearance before Committee, June, 1983, 1:19

National Energy Program

Discussion, 3:11, 12-5, 16-9, 20, 21-3, 24-9, 30-4

Statement, 3:5-10

**Mulroney, Right Hon. Brian, Prime Minister**

Canertech Inc., promise, 7:29

Foreign investment, position, 11:28

**NEB**

*See*

National Energy Board

**NEP**

*See*

National Energy Program

**NSERC**

*See*

Natural Sciences and Engineering Research Council

**NRC**

*See*

National Research Council

**National Energy Act (United States)**

Ownership, provisions 7:39

**National Energy Board (NEB)**

Brief, 13A:1-13

*Canadian Energy: Supply and Demand, 1983-2005*, 13:6-8, 22

Funding, 20:20

Interprovincial Pipeline Ltd., application for expansion, 20:11, 22-3

Mandate, responsibilities, role, 13:39-40; 20:11-2, 19-20

Institut national de l'électrochimie, proposé, 16:9-10

**Interconnexions: un stratégie énergétique pour demain, Conseil économique du Canada, rapport**

Fondement, 13:7

Portée et recommandations, 2:5, 8-9, 12, 22-4, 30-1

**Interprovincial Pipeline Ltd. (IPL)**

Activités, 21:13

Expansion, demande, 20:11, 22-3

**Inuit**

*Voir*

Autochtones

**Investissement (Un) urgent: plan à long terme pour le Conseil national de recherches du Canada, Conseil national de recherches, 16:12, 29****Investissements canadiens**

Industrie pétrolière, 3:31-3

Placements spéculatifs, stimulation, 7:68-9; 15:10, 19, 22

Besoin, 3:7-8, 9, 24-5

Impôt sur les gains en capital, suppression, 11:26-7

Propositions, 4:19; 5:16

**Investissements étrangers**

Capital initial et décaissement en capital, comparaison, 14:3-4

Encouragement, 11:27-8

**Investment for Innovation, Gordon R. Sharwood, 7:35****Isolation thermique des résidences canadienne, programme (PITRC)**

Bénéficiaires, 18:15-6

Conséquences, 12:41, 46, 47-9; 18:6-7; 19:6

Coûts, 12:47, 48

Demandes, diminution, 18:11

Fin, 18:8

Historique, 18:7

Maisons isolées, problèmes, 14:15

Objectifs, 12:46

Réductions, 1:21; 2:12; 7:29; 12:38; 14:27-8

Rentabilité, 14:12-3; 18:11-2

Rétablissement, proposition, 14:31-2

**Japon**

Energie

Conservation, 2:13

Programme national, 7:12

Gaz naturel, 8:19

Science, politique, 16:22

**Kelly, honorable William McDonough, sénateur (Port Severn)**

Bill C-24, teneur, 18:7-9, 14

Programme énergétique national, 1:32-5; 4:9; 6:4, 22-4; 7:18-21

**Kenny, honorable Colin, sénateur (Rideau)**

Bill C-24, teneur, 18:15-6

Bill C-92, teneur, 29:10-1; 30:8-11

Introduction, 1:8

Programme énergétique national

Emploi, 17:12

Energie, politique, 4:17; 17:10-1; 26:17-8

**Energy resources—Cont'd**New and renewable resources—*Cont'd*Research and development—*Cont'd*

Committee recommendation, 19:17, 21

ENERDEMO-Canada, 12:38-9

Forest Industry Renewable Energy (FIRE) Program, 12:38

Funding

Federal and provincial, cutbacks, 7:36-7; 16:18-9

Other countries, comparison, 7:38-9; 12:58; 16:14, 20-1

Industrial Research Assistance Program (IRAP), 7:21; 16:11-2, 20, 31

Solar Demonstration Program, 12:38

Small hydro, 7:24-5, 27, 31

Technology, export opportunities, 7:29-30

Wind technology, 7:26, 27, 33, 39; 13:22; 16:19; 17:25

*See also*

Atomic energy

Electricity

Solar energy

**Energy Resources Conservation Act (Alberta)**

Oil pools, production, provisions, 25:55-6

**Energy Squeeze (The), Bruce Willson, 1:20,28****Environmental Assessment Review Process (EARP)**

Bill C-92, repercussions, 29:14

**Environmental Studies Revolving Funds**

Bill C-92, provisions, 29:8; 30:7, 15-6

Expenditures, 29:14

**Erb, R.B., Executive Vice-President, Canadian Automobile Association**

National Energy Program

Discussion, 9:11-5, 16-7, 18-9, 20, 21-3, 24-5, 26; 23:59-67, 68, 72-3, 74, 76-7

Statement, 9:5-11; 23:53-9

**Esso Petroleum Canada**

Briefing book, 25:7, 9,10, 14, 15, 16, 25, 31, 33, 34

Contractual arrangements with service station operators, 25:23-5

Crude oil

Lower prices, impact, 25:10-1

Posted prices, 25:18-9

Determination, 25:13-4

Purchases, 25:15-6

Division of Imperial Oil Limited, 25:6

Gasoline prices, 25:9-10

Control, 25:23-5, 31

Independent distributors, relations, 25:29-30

Inventory valuation, 25:19-20

Oil crisis, current, impact, 25:29

Position

Crude oil, marketing, 25:27-8

Gasoline prices, 25:8-9, 27

Petro-Canada, 25:30-1

Pricing system, 25:8-9, 11, 20-1, 25, 35-8

*See also above*

Crude oil — Posted prices

Gasoline prices

Products, turnaround time, 25:31-2, 33

Profits, 25:7, 28-9

Gasoline, returns and losses, 25:10, 25, 33

Sales to U.S., 25:17-8, 33-4

**Energie et des ressources naturelles, Comité sénatorial...—Suite**Ordres de renvoi —*Suite*Programme énergétique national, examen—*Suite*

Rapport intérimaire, publication et distribution, 19:iii

Personnel de soutien, 19:ii

Procès-verbaux et témoignages

Erratum, 16:3

Impression, 1:4, 9-10

Tirage, augmentation, 12:5, 61

Rapports au Sénat

Bill C-24, teneur, sans amendement, 18:5, 18

Bill C-85, teneur, sans amendement, 22:5, 14

Dépenses contractées, 2<sup>e</sup> session, 32<sup>e</sup> parlement, 1:7*Marché (Le) du pétrole en 1986*, cinquième rapport, 32:i-vii, 1-54

Adoption, 32:54

Présentation, 32:v

Table des matières, 32:vii

Tirage, 32:54

*Politique énergétique canadienne (La): rapport intérimaire*, troisième rapport, 19:i-vii, 1-35

Conclusions

Crise pétrolière, disparition, 32:4

Politique énergétique, décisions présomptueuses, 32:7

Distribution, 19:35

Impression, 19:35

Influence, portée, 22:14

Petites entreprises de prospection et de production, réaction, 24:6

Présentation, 19:v

Résumé, 19:3-7

Table des matières, 19:vii

Titre, 19:35

Recommandations

Aide financière

Producteurs de pétrole classique, 32:1, 16

Producteurs de pétrole non classique, 32:1, 20

Energie, conservation, 19:18, 23; 32:9

Energies de remplacement, recherche et développement, 19:19, 23

Gaz naturel

Exportation sous réserve d'une formule de protection, 19:12, 23

Prix, fixation, 19:13, 23

Industrie pétrolière, canadienisation, 19:22, 23

Pétrole brut

Exportation à condition de satisfaire aux besoins du marché intérieur, 19:11, 23

Majoration importante et subite du prix, protection du consommateur, 19:21, 23; 32:22

Prix affiché, surveillance, 32:1, 23

Prix plancher, 19:20, 23; 21:16

Produits pétroliers, prix, surveillance, 32:1, 26

Programme d'encouragement du secteur pétrolier, suppression, 19:14, 23

Taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières, suppression, 19:14, 23

Terres du Canada, exploration et exploitation

Encouragements, 19:15, 23

Participation canadienne, 19:16, 23

Sous-comité de rédaction

Premier rapport, 19:33

Deuxième rapport, 19:34

**Energie renouvelable: l'innovation à l'oeuvre, Jeff Passmore**

Document publié par le Conseil des Sciences du Canada, 7:13



**Esso Petroleum Canada—Cont'd**

- Sales to U.S.—*Cont'd*
- Prices, determination, 25:37

**Esso Resources Canada Limited**

- Northerners, relations, 17:13, 17
- Production, 25:15
- Tar sands development, 5:10

**Europe**

- Gasoline, taxation, 23:67-8

**Excise Tax Act and the Excise Act, Act to amend and to provide for a revenue tax in respect of petroleum and gas (Bill C-57, 1<sup>st</sup> Session, 32<sup>nd</sup> Parliament)**

- Senate opposition, 8:13-4

**Exports**

- Energy
  - Conventional, 19:15; 21:7
  - Renewable, goods and services, 7:7, 20, 26
  - Opportunities, 7:9-11, 29-30
- Resources, predictions, 14:24-5

**FIRE**

- See*
- Forest industry — Forest Industry Renewable Energy Program

**Falcone, C., General Manager—Corporate Strategies, Shell Canada Limited**

- National Energy Program
  - Discussion, 12:80, 93-4
  - Statement, 12:62-71, 73-5, 77-9, 81-6, 87-90

**Federal Energy Regulatory Commission (United States)**

- Northern California, small hydro sites, survey, 7:32

**Federal-provincial relations**

- Equalization payments, 2:23

**Finance, Trade and Economic Affairs, Standing House of Commons Committee**

- Economic Council of Canada, brief, February 4/1986, quotation, 23:57

**Financial Post**

- Hibernia oil field development, possibility, article, Nov. 23/85, 30:17

**Foreign investments**

- See*
- Investments, foreign

**Forest industry**

- Forest Industry Renewable Energy (FIRE) Program, 12:38
- Wood waste, use, 7:23-4

**France (La) photovoltaïque—Photovoltaics from France, 7:14****Francis, Bill, Francis Fuels Ltd., Petroleum Marketers Association of Canada**

- National Energy Program, discussion, 23:53

**Energie renouvelable, ressources**

*Voir*

Energie, ressources — Ressources nouvelles et renouvelables

**Energie solaire**

- Centre national d'essai d'équipements solaires, 7:11
- Hélio-thermie, 7:25, 27
- Industrie, développement, 7:7, 10-1, 25, 27
- Programme de démonstration de l'énergie solaire, 12:38
- Systèmes photovoltaïques, 7:27

**Energy Resources Conservation Act (Alberta)**

- Gisements de pétrole, production, dispositions, 25:55-6

**Energy Squeeze (The), Bruce Willson, 1:20,28****Erb, M. R.B., vice-président exécutif, Association canadienne des automobilistes**

- Programme énergétique national
  - Discussion, 9:11-5, 16-7, 18-9, 20, 21-3, 24-5, 26; 23:59-67, 68, 72-3, 74, 76-7
  - Exposé, 9:5-11; 23:53-9

**Essence**

- Colombie-Britannique, provenance, 26:36-7
- Distributeurs
  - Association, besoins, 23:20, 23
  - Marge de profits, 23:9-10; 28:11-3
  - Prix à la pompe, fixation, 23:8-9, 12, 13-5, 17, 21, 23-4, 49-50; 25:22-4, 31, 61
  - Raffineries, rapport, 23:7-9, 11, 13-4, 15-6, 21-2; 25:23-5, 60-3; 26:33, 34, 38-9, 61-3; 28:12-3, 73-4
  - Etude proposée, 32:40
  - Rétro-location, 23:10-1
  - Rapports avec Petro-Canada, expérience personnelle, 23:9, 12, 17, 19-20, 24; 26:63-5
  - Ventes, expérience personnelle, 23:22-3
- Exportée aux Etats-Unis, prix, 25:17-8, 37
- Marché, compétition, 23:66, 68-9, 70
- Méthane et alcool, mélange, 9:25
- Prix
  - Association canadienne des automobilistes, données, 23:73-5
  - Au détail, ventilation, graphique, 32:39
  - Chute, 21:15-6; 23:58; 26:32, 54, 56-7; 28:10-1
  - Délai, 20:16-7; 23:40-1, 42, 50, 59-60, 68, 69-70; 25:67-8; 26:35, 54-5
- Conséquences
  - Economies d'énergies, 9:14-5, 19
  - Tourisme, 9:13, 17-9, 22-3; 23:57-9
  - Tableau, 9A:45
- Coûts, composants, 25:25-7, 49
- Eléments influençants, 9:12-4; 25:9-10, 27, 57-9; 28:11, 24-5
- Etats-Unis et Canada, différence, 9:8; 12:96-7; 23:59-63, 66-7; 25:21-2, 56-9; 26:32, 34-5, 46, 55-6; 27:21
- Fixation, 23:8, 13-5, 17-9, 40-1, 42, 65, 69-70; 25:60-1; 28:74-5, 76; 32:42
- Pétrole brut, prix, rapport, 26:53-5; 27:17-8, 20-1, 28
- Prix rampe de chargement, 23:51; 25:20-1, 35-8, 60; 26:89; 28:26; 32:40-1
- Réduction, recommandation, 9:21-2
- Sensibilité aux forces du marché, 26:57-8
- Uniformité, 21:22-4; 26:30-1; 28:13-4
- Variations, 23:67, 68-9; 26:57
  - Entre les provinces, tableau, 32:43

**Francis Fuels Ltd.**

Canadian suppliers, contractual arrangements, **23:53**

**Friends of the Earth**

Brief, **14A:1-3**

Quotations, **14:15, 16**

**Energy studies**

Consumption patterns, **14:9-10, 25**

Charts, **14A:4, 5, 6, 7, 10**

*Life After Oil: a Renewable Energy Policy for Canada*, **14:6-7, 8-9, 30**

Formation and activities, **14:6**

Position and recommendations

Arctic regions, oil production, **14:13-5, 18-21**

Economic growth, **14:24-5**

**Energy**

Conservation, **14:23-4, 25-6**

Policy initiatives, **14:31-3**

Research and development, federal funding, **14:29-30**

Nuclear power, **14:31**

Slides, **14A:4-10**

**Frith, Hon. Royce, Senator (Lanark)**

Organization meeting, **1:9, 12**

**Galt Energy Systems Ltd.**

Hydro turbines

Demonstration projects, **7:24**

Testing, **7:21**

**Gas, natural**

Conservation, **1:37; 4:22-3**

Contracts, **8:21-2**

**Demand**

Canadian, forecasts, **12:77-8**

Chart, **12A:47**

Increase, **8:7; 13:33-4, 37-8**

Supply, balance, **2:25-6; 13:11**

Charts, **13A:12, 13**

**Distribution**

Pipelines, **19:4-5**

Transportation subsidies, Committee recommendations, **19:11, 21**

Exports, **1:19, 35; 4:31; 12:78; 13:33-4; 19:11**

Chart, **12A:48**

Committee recommendations, **19:9, 21**

Markets, **8:21-2; 12:74-6**

Access, **13:40-1**

Restrictions, **13:30-11; 21:8**

**Fields**

Elmsworth, **1:38; 8:31-2; 13:37**

Milk River, **8:32**

Finding costs, **12:79-82**

Chart, **12A:50**

Liquid natural gas (LNG), **8:22-3**

Marketing, **4:31-2**

Markets, **15:23, 24-5**

*See also above*

**Exports**

Prices, **8:15; 15:22-3; 18:9; 19:9-10**

Committee recommendations, **19:11, 21**

Cost components, **21:8-10**

Chart, **21A:2**

Deregulation, **2:8, 25, 26-7, 32; 7:42-3; 12:91; 19:4**

Effective date, **27:26-7**

Results expected, **19:10; 20:30**

**Essence—Suite**

Prix —*Suite*

*Voir aussi plus haut*

Distributeurs — Prix à la pompe, fixation

Revenus, répartition, tableaux, **32:27, 28**

Stations de service réglées par un gouvernement provincial, **28:24-5**

Taxation, **25:10**

Autres pays, comparaison, **23:67-8**

Conséquences négatives, **9:9; 23:56**

**Réduction**

Conséquences, **23:65-6, 73**

Recommandations, **9:6-7, 9-10, 19-20; 23:64, 71-3**

Taxes fédérales d'accise et de vente, **9:9; 23:55-6, 58, 63-4, 73; 32:25-6**

Taxes de vente provinciales, **23:75-6; 32:25**

Ventes au détail

Dispositions administratives, **23:21-3**

Vendu sous une marque connue et sous un autre nom, **25:63-4**

**Esso Ressources Canada Limitée**

Habitants du Nord, relations, **17:13, 17**

Production, **25:15**

Sables bitumineux, exploitation, **5:10**

**Etats-Unis**

Bureau of Standards, protocole d'entente, **16:32**

**Energie**

Conservation, **7:17-8; 14:17**

Petites centrales électriques, **7:32**

**Politique**

Entreprises, sources énergétiques, achats, **7:24**

Gaz, déréglementation, **2:25**

**Pétrole**

Accès, **1:18; 8:40-1**

Industrie, appartenance, **7:63**

Prix non rentables, réponse possible, **8:42-3**

**Energie, Département**

Energie, conservation et énergies renouvelables, financement, réductions, **7:38-9**

Gaz naturel, importation, lignes directrices, **13:39**

*Photovoltaïques—Energy from Sunlight*, **7:10**

Citation, **7:14**

**Energies renouvelables**

Industrie, ventes dans les pays en voie de développement, **7:30**

Promotion, **7:12, 20, 26**

Recherche et développement, **7:27, 37-9; 16:14**

Turbines éoliennes, **7:39**

Essence, prix, **9:8, 13, 14, 15, 22; 13:16; 26:55, 56**

**Gaz naturel**

Offre et demande, **8:21-2; 12:73-7**

Graphique, **12A:116**

Prix, **8:19**

**Industrie pétrolière, 8:36-7**

Grandes compagnies intégrées, production et capacité de raffinage, **27:15-6**

Raffineries, pétrole brut, achats, **27:15**

Petites centrales hydro-électriques, **7:32**

Pétrole et gaz, exploration et développement, **12:77; 28:50**

**Pétrole et produits pétroliers****Brut**

Prix, Chicago, comportement, graphiques, **32:30**

Prix affichés, **25:52, 64; 26:48; 27:26, 29-30; 28:23-4, 33**

Sources stables, perception, **27:7, 28-9**

Ventes sur le marché spot, **27:29**

Consommation, diminution, **1:35**

**Gas, natural—Cont'd**

## Prices—Cont'd

- Determination, 4:31-2; 7:41-2; 8:18
- Increases, impact, 1:37-8
- Outlook, 12:67-8
- Policy, proposal, 21:20-1
- Tables and charts, 1A:13; 12A:40
- Producers' profit margin, 8:7; 15:22; 21:9
- Charts, 21A:2
- Royalties, 8:30-1
- Sales, 11:7-8
  - Graphs, 11A:7, 8
- Supplies, 8:6
  - Chart, 12A:47
- Depletion, 1:17-8
- Elasticity, 2:18; 8:9-10, 31-2
- Protection, 4:31; 5:36-8; 8:18-9; 13:33, 40; 19:9; 21:8, 22
  - Committee recommendations, 19:9, 21
  - Formula, 13:30, 35
- Reserves, 1:38, 42-3; 2:8, 29; 13:11, 31-3, 35-7
  - Per successful well, 12:79
  - Prices, relationship, 8:24-5
  - Tables and charts, 1A:14, 16-8; 2A:12, 13, 14; 12A:49; 13A:11

*See also*

Oil and gas exploration

**Gas industry***See*

Oil industry

**Gasoline**

- British Columbia, source, 26:36-7
- Distributors
  - Association, need for, 23:20, 23
  - Cross-leases, 23:10-1
  - Profit margin, 23:9-10; 28:11-3
  - Pump price, setting, 23:8-9, 12, 13-5, 17, 21, 23-4, 49-50; 25:22-4, 31, 61
  - Refineries, relationship, 23:7-9, 11, 13-4, 15-6, 21-2; 25:23-5, 60-3; 26:33, 34, 38-9, 61-3; 28:12-3, 73-4
  - Study, proposal, 32:36
  - Relations with Petro-Canada, personal experience, 23:9, 12, 17, 19-20, 24; 26:63-5
  - Sales, personal experience, 23:22-3
- Exported to U.S., prices, 25:17-8, 37
- Market competition, 23:66, 68-9, 70
- Methane and alcohol, additives, 9:25
- Prices
  - Canadian Automobile Association data, 23:73-5
  - Cost components, 25:25-7, 49
  - Crude oil prices, relationship, 26:53-5; 27:17-8, 20-1, 28
  - Decline, 21:15-6; 23:58; 26:32, 54, 56-7; 28:10-1
    - Lag time, 20:16-7; 23:40-1, 42, 50, 59-60, 68, 69-70; 25:67-8; 26:35, 54-5
  - Elements affecting, 9:12-4; 25:9-10, 27, 57-9; 28:11, 24-5
- Impact
  - Conservation, 9:14-5, 19
  - Tourism, 9:13, 17-9, 22-3; 23:57-9
    - Chart, 9A:20
  - Market sensitivity, 26:57-8
  - Rack pricing, 23:51; 25:20-1, 35-8, 60; 26:89; 28:26; 32:36-7
  - Reduction, recommendation, 9:21-2
  - Retail structure, chart, 32:35
  - Setting, 23:8, 13-5, 17-9, 40-1, 42, 65, 69-70; 25:60-1; 28:74-5, 76; 32:38

**Etats-Unis—Suite**

## Pétrole et produits pétroliers —Suite

- Contrôle, système de 1974, 21:20
- Distributeurs indépendants, 23:43
- Droits de douane, 26:79-80
- Stocks, 27:29
  - Gestion, système, 25:47-8
- Recherches, financement, 16:22
- Touristes
  - Destinations, 9:24-5
  - Essence, prix canadiens, conséquences négatives, 23:56-7

**Europe**

- Essence, taxation, 23:67-8

**Expansion industrielle régionale, ministère**

- Pétrole, raffinage et commercialisation, secteurs, responsabilité, proposition, 26:83

**Exportations**

- Energie
  - Conventionnelle, 19:17; 21:7
  - Renouvelable, biens et services, 7:7, 20, 26
  - Possibilités, 7:9-11, 29-31
- Ressources, prévisions, 14:24-5

**Exposé de renouveau économique, 8 novembre 1984**

- Programmes énergétiques, restrictions, 1:21; 2:12; 7:29; 12:36, 37-8, 39-40; 16:8

**Falcone, M. C., administrateur général, stratégies de la société, Shell Canada Limitée**

- Programme énergétique national
  - Discussion, 12:80, 93-4
  - Exposé, 12:62-71, 73-5, 77-9, 81-6, 87-90

**Federal Energy Regulatory Commission (Etats-Unis)**

- Californie, nord, petites centrales hydro-électriques, sondage, 7:32

**Finances, commerce et questions économiques, Comité permanent de la Chambre des Communes**

- Conseil économique du Canada, mémoire, 4 février 1986, citation, 23:57

**Financial Post**

- Secteur pétrolier Hibernia, développement, possibilité, article du 23 novembre 1985, 30:17

**Fonds renouvelables pour l'étude de l'environnement**

- Bill C-92, dispositions, 29:8; 30:7, 15-6
- Dépenses, 29:14

**Forêts et produits forestiers, industrie**

- Déchets de bois, utilisation, 7:23-4
- Energie renouvelable dans l'industrie forestière, Programme (PERIF), 12:38

**France (La) photovoltaïque—Photovoltaics from France, 7:14****Francis, M. Bill, Francis Fuels Ltd., Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers**

- Programme énergétique national, discussion, 23:53



**Gasoline—Cont'd****Prices —Cont'd**

U.S. and Canada, differential, 9:8; 12:96-7; 23:59-63, 66-7;  
25:21-2, 56-9; 26:32, 34-5, 46, 55-6; 27:21

Uniformity, 21:22-4; 26:30-1; 28:13-4

Variations, 23:67, 68-9; 26:57

Between provinces, table, 32:39

**See also above**

Distributors — Pump price, setting

**Retail sales**

Administrative details, 23:21-3

Brand and independent name sales, 25:63-4

Revenue distribution, tables, 32:24, 25

Service stations regulated by provincial government, 28:24-5

Taxation, 25:10

Federal sales and excise tax, 9:9; 23:55-6, 58, 63-4, 73; 32:22-3

Negative impact, 9:9; 23:56

Other countries, comparison, 23:67-8

Provincial sales taxes, 23:75-6; 32:22

Reduction

Consequences, 23:65-6, 73

Recommendations, 9:6-7, 9-10, 19-20; 23:64, 71-3

**Gérin, Jacques, Associate Deputy Minister (North), Department of Indian Affairs and Northern Development**

Bill C-92, subject-matter, discussion, 31:16, 17

**Getty, Hon. Donald, Premier, Province of Alberta**

Oil production, cutbacks, offer to OPEC, 21:11

**Gieck, Dennis R., President, Strand Oil & Gas Ltd.**

National Energy Program

Discussion, 24:14-6, 17, 18, 21-3, 25-6, 27-8, 29-32, 33-4, 35, 36,  
37-8, 39-40, 41-2, 43

Statement, 24:8-13

**Global Insecurity, Daniel Yergin, 1:15****Goddard, Richard, Director, Technical and Travel Services, Canadian Automobile Association**

National Energy Program, discussion, 9:15-6, 17, 19, 20, 23-4, 25;  
23:68, 75

**Government**

Lobbying of, 1:19, 29-30; 7:36-7

Oil industry, role, 8:17-20, 29, 43; 10:33-5; 25:64-6

Regional divisions, avoidance, proposals, 8:20

Revenues, impact of investment in oil and gas industry, 3:8, 18-9

**Government expenditures**

Administration, 19:5

Cutbacks, 1:21-2; 2:12-3; 7:15-7, 22-3, 28-9

**Government programs**

Review, 18:9-10

**Graham, J. Tom, Manager, Heavy Oil Engineering, Heavy Oil Division, Husky Oil Ltd.**

National Energy Program, discussion, 26:40

**Gray, Jim K., Executive Vice-President, Canadian Hunter Exploration Ltd.**

Biographical note, 8:5

Brief, 8:5, 12, 24, 26, 28

**Francis Fuels Ltd.**

Fournisseurs canadiens, arrangements contractuels, 23:53

**Frith, honorable Royce, sénateur (Lanark)**

Séance d'organisation, 1:9, 12

**Frontières énergétiques canadiennes**

Voir

*Energie (L') des régions pionnières canadiennes*

**GNL**

Voir

Gaz naturel—Gaz naturel liquifié

**GRDE**

Voir

Groupe de recherche et développement énergétiques

**Galt Energy Systems Ltd.**

Turbines hydrauliques

Projets de démonstration, 7:24

Tests, 7:21

**Garde côtière canadienne**

Systèmes photovoltaïques, emploi, 7:27

**Gaz naturel**

Approvisionnements, 8:6

Elasticité, 2:18; 8:9-10, 31-2

Epuisement, 1:17-8

Graphique, 12A:117

Protection, 4:31; 5:36-8; 8:18-9; 13:33, 40; 19:9; 21:8, 22

Formule, 13:30, 35

Recommandations du Comité, 19:12, 23

Réserves, 1:38, 42-3; 2:8, 29; 13:11, 31-3, 35-7

Par puit réussi, 12:79

Prix, relation, 8:24-5

Tableaux et graphiques, 1A:33, 35-7; 2A:29, 30, 31; 12A:119;  
13A:24

Commercialisation, 4:31-2

Conservation, 1:37; 4:22-3

Contrats, 8:21-2

Découvertes, coûts, 12:79-82

Graphique, 12A:120

Demande

Augmentation, 8:7; 13:33-4, 37-8

Canadienne, prévisions, 12:77-8

Graphique, 12A:117

Offre, équilibre, 2:25-6; 13:11

Graphiques, 13A:25, 26

Distribution

Gazoducs, 19:5, 12

Subventions de transport, recommandations du Comité, 19:13, 23

Exportations, 1:19, 35; 4:31; 12:78; 13:33-4; 19:13-4

Graphique, 12A:118

Marchés, 8:21-2; 12:74-7

Accès, 13:40-1

Recommandations du Comité, 19:12, 23

Restrictions, 13:30-1; 21:8

Gaz naturel liquifié (GNL), 8:22-3

Gisements

Elmsworth, 1:38; 8:31-2; 13:37

Milk River, 8:32

Marchés, 15:23, 24-5

- Gray, Jim K., Executive Vice-President, Canadian Hunter ...—Cont'd**  
 Brief—*Cont'd*  
 Summary, 8:5, 14  
 Ideology, 7:67; 8:12  
 National Energy Program  
 Discussion, 8:8-44  
 Statement, 8:5-8  
 Oil and gas revenue, distribution, position, 7:52
- Great Canadian Oil Sands**  
*See*  
 Suncor Inc.
- Gulf Canada Limited**  
 Acquisition by Petro-Canada, 26:68-70  
 Gasoline prices, setting, 23:17, 19  
 Montreal refinery, closure, 23:28; 26:78-9  
 Service station operators  
 Contractual arrangements, 23:13; 26:61-2  
 Relations, 23:9, 12
- Gulf Canada Resources Inc.**  
 Activities, 6:5  
 Brief, 6:5; 6A:1-16  
 Canadian suppliers, 6:27  
 Interprovincial Pipeline Ltd., control, 21:13  
 Northerners, relations, 17:17  
 Position and recommendations  
 NEP, 6:6  
 Oil industry  
 Canadianization, 6:27-8  
 Fiscal regime, 6:7  
 Profits, 6:17-9, 21-3  
 Report to shareholders, 1983, quotation, 6:17  
 Research and development, 6:28
- Gulf Minerals Canada Ltd., 11:24**
- Gurel, D.O., Manager, Production, Husky Oil Ltd.**  
 National Energy Program, discussion, 26:36
- Hammond, Rick, T.G. Hammond Ltd., Petroleum Marketers Association of Canada**  
 National Energy Program  
 Discussion, 23:32, 34-5, 37, 38, 39-40, 44-5, 51, 52  
 Statement, 23:28-9, 31-2
- Hammond (T.G.) Ltd.**  
 Business activities, 23:28-9  
 Canadian suppliers, 23:32  
 Contractual arrangements, 23:52  
 Profit margin, 23:28-9
- Harris, Lawrence, Energy Advisor, Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources**  
 National Energy Program  
 Canadian Automobile Association, 23:77  
 Oil and oil products, 25:36-8; 26:89-90  
 Oil industry, 25:71  
 Ultramar Canada Inc., 26:88
- Hastings, Hon. Earl A., Senator (Palliser-Foothills), Committee Chairman**  
 Bill C-24, subject-matter, 18:6, 7, 8, 17-8  
 Bill C-85, subject-matter, 22:6, 8, 10, 13, 14
- Gaz naturel—Suite**  
 Marchés—*Suite*  
 Voir aussi plus haut  
 Exportations  
 Prix, 8:15; 15:22-3; 18:9; 19:12  
 Coûts constitutifs, 21:8-10  
 Graphique, 21A:5  
 Déréglementation, 2:8, 25, 26-7, 32; 7:42-3; 12:91; 19:5  
 Conséquences prévues, 19:12-3; 20:30  
 Mise en vigueur, date, 27:26-7  
 Détermination, 4:31-2; 7:41-2; 8:18  
 Politique, proposition, 21:20-1  
 Prévisions, 12:67-8  
 Recommandations du Comité, 19:13, 23  
 Relèvement, conséquences, 1:37-8  
 Tableaux et graphiques, 1A:32; 12A:110  
 Producteurs, marge de bénéfice, 8:7; 15:22; 21:9  
 Tableaux, 21A:5  
 Redevances, 8:30-1  
 Ventes, 11:7-8  
 Graphiques, 11A:7, 8
- Gérin, M. Jacques, sous-ministre associé (Nord), ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**  
 Bill C-92, teneur, discussion, 31:16, 17
- Getty, honorable Donald, premier ministre, province de l'Alberta**  
 Pétrole, réductions dans la production, offre aux pays de l'OPEP, 21:11
- Gieck, M. Dennis R., président, Strand Oil & Gas Ltd.**  
 Programme énergétique national  
 Discussion, 24:14-6, 17, 18, 21-3, 25-6, 27-8, 29-32, 33-4, 35, 36, 37-8, 39-40, 41-2, 43  
 Exposé, 24:8-13
- Global Insecurity, Daniel Yergin, 1:15**
- Goddard, M. Richard, directeur, Services techniques et voyages, Association canadienne des automobilistes**  
 Programme énergétique national, discussion, 9:15-6, 17, 19, 20, 23-4, 25; 23:68, 75
- Gouvernement**  
 Divisions régionales, résolution, propositions, 8:20  
 Industrie pétrolière, rôle, 8:17-20, 29, 43; 10:33-5; 25:64-6  
 Lobbisme auprès du, 1:19, 29-30; 7:36-7  
 Recettes, répercussions de l'investissement dans l'industrie pétrolière et gazière, 3:8, 18-9
- Gouvernement, dépenses**  
 Administration, 19:5  
 Réductions, 1:21-2; 2:12-3; 7:15-7, 22-3, 28-9
- Gouvernement, programmes**  
 Etude, 18:9-10
- Graham, M. J. Tom, gérant, Ingénierie du pétrole brut, division du pétrole brut, Husky Oil Ltd.**  
 Programme énergétique national, discussion, 26:40
- Grande-Bretagne**  
*Voir*  
 Royaume-Uni

**Hastings, Hon. Earl A., Senator (Palliser-Foothills), Committee...**  
*Cont'd*  
 Bill C-92, subject-matter, 29:5, 9:10-1, 13, 15-6  
*Canadian Energy Policy: an Interim Report*, report to Senate, summary, 19:3-6  
 National Energy Program  
   Arctic regions, 3:31; 14:14  
   Canada lands, 4:29-30, 36-7; 6:7-10; 7:50-1; 10:7-8; 11:18-9  
   *Canadian Energy: Supply and Demand, 1983-2005*, National Energy Board, report, 13:7  
   Committee, 1:14; 13:8; 17:26-7  
   Documentation, 8:13; 13:20  
   Employment, 14:18  
   Energy, 13:18  
   Energy conservation, 14:21-2  
   Energy policy, 4:7; 12:23; 17:9  
   Esso Petroleum Canada, 25:17-8, 28-9, 31, 33  
   Gas, natural, 13:37-8  
   Gasoline  
     Prices, 23:19, 42, 69-70; 25:24-5; 26:56-7  
     Service station operators, 23:12, 23; 25:22-3  
     Taxation, 23:63, 72  
   Government, 10:33-4  
   Husky Oil Ltd., 26:9-11, 16-7, 33, 40-1  
   Imperial Oil Limited, 25:12  
   NEP, 4:25-7, 36; 8:16-7; 9:11-2; 10:21-2, 28-30; 12:97-100; 15:19-20, 29-30; 17:7-8, 15-6  
   NRC, 16:9-10  
   Norcen Energy Resources Limited, 4:19-20, 24-5, 30  
   Northern Canada Power Commission, 7:34  
   Northwest Territories, 17:26  
   Oil and gas exploration, 4:13-4; 5:10-1; 12:86, 88; 17:26; 26:46-7  
   Oil and oil products  
     Crude, 26:37; 27:19  
     Demand, reduction, 7:14-5;  
     Enhanced recovery, 26:24  
     Free market, assumption, 26:18  
     Heavy oil, 1:35  
     Independent distributors, 23:29, 30, 52  
     Oil crises, 28:55  
     Prices, 2:9-10; 7:66; 8:7; 12:19, 20, 56; 13:12-3, 41-2; 24:35-6; 25:11, 50-1, 53; 27:11, 12, 24; 28:6  
     Supplies, 5:17-22; 12:9  
 Oil industry  
   Authority for expenditure, 24:25, 31-2  
   Activity, 3:10; 5:7; 8:7  
   Canadianization, 2:27-8; 7:69; 9:9; 15:10  
   Contract drilling and service rigs sector, 28:47  
   Employment, 5:34-5  
   Financial situation, 3:21-4; 5:32-3; 6:21, 22; 8:40; 11:9; 15:6-7; 24:17  
   Fiscal regime, 8:33-7; 11:8, 28; 12:17, 19; 26:40  
   Investments, 3:32-3; 6:28-9; 15:31-2; 25:66-7  
   Major integrated companies, 27:16  
   Revenues, 5:32-3  
   Small explorers and producers, 12:69, 71, 84; 15:11; 24:13  
 PGRT, 7:52, 55; 25:43-5  
 PIP, 2:20-2; 3:27-8; 4:9-10; 8:29-30; 10:13-4; 11:12-3, 14-5, 33-4; 15:12-4, 29; 17:22-3; 26:14  
 Petro-Canada, 23:16-7, 35, 36; 26:64, 67-8  
 Procedure, 1:14, 21, 44; 2:5, 9, 18, 32; 3:5, 29, 33-4; 4:5, 9, 12, 19, 28, 30, 37; 5:5, 39-40; 6:5, 29; 7:6, 36, 40, 69; 8:5, 9, 12, 14, 37, 44; 9:5, 22, 23, 25-6; 10:5, 7, 12, 25, 30, 36-7; 11:5, 27, 34; 12:7, 13, 24, 34, 37, 40, 57, 60, 61, 62, 88, 101; 13:6, 9, 11, 13, 15, 16, 19, 22, 29, 31, 38, 42; 14:6, 11, 18, 33; 15:5, 32; 16:7, 10, 15, 21, 27, 33; 17:5, 13, 19, 27; 23:7, 24-5, 28, 32, 53, 77;

**Gray, M. Jim K., vice-président exécutif, Canadian Hunter Exploration Ltd.**

Idéologie, 7:67; 8:12  
 Mémoire, 8:5, 12, 24, 26, 28  
 Résumé, 8:5, 14  
 Note biographique, 8:5  
 Pétrole et gaz, revenus, partage, position, 7:52  
 Programme énergétique national  
   Discussion, 8:8-44  
   Exposé, 8:5-8

**Great Canadian Oil Sands**

*Voir*  
 Suncor Inc.

**Groupe de recherche et développement énergétiques (GRDE)**

Pétrole, prix, position, 12:57  
 Recherche et développement énergétiques, programmes, examen, 12:35-6, 52  
 Responsabilités, 12:34-5; 16:7  
 Ressources accordées au CNRC, 16:8  
 Tableaux, 16A:25, 30

**Gulf Canada Limitée**

Acquisition par Petro-Canada, 26:68-70  
 Essence, prix, fixation, 23:17, 19  
 Exploitants de stations de service  
   Ententes contractuelles, 23:13; 26:61-2  
   Rapports, 23:9, 12  
 Raffinerie de Montréal, fermeture, 23:28; 26:78-9

**Gulf Minerals Canada Ltd., 11:24**

**Gurel, M. D.O., gérant, production, Husky Oil Ltd.**

Programme énergétique national, discussion, 26:36

**Hammond, M. Rick, T.G. Hammond Ltd., Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers**

Programme énergétique national  
 Discussion, 23:32, 34-5, 37, 38, 39-40, 44-5, 51, 52  
 Exposé, 23:28-9, 31-2

**Hammond (T.G.) Ltd.**

Fournisseurs canadiens, 23:32  
 Arrangements contractuels, 23:52  
 Marge de profit, 23:29-30  
 Secteur d'activités, 23:28-9

**Harris, M. Lawrence, conseiller en matière d'énergie, Comité sénatorial permanent de l'énergie, et des ressources naturelles**

Programme énergétique national  
 Association canadienne des automobilistes, 23:77  
 Industrie pétrolière, 25:71  
 Pétrole et produits pétroliers, 25:36-8; 26:89-90  
 Ultramar Canada Inc., 26:89

**Hastings, honorable Earl A., sénateur (Palliser-Foothills), Président du Comité**

Bill C-24, teneur, 18:6, 7, 8, 17-8  
 Bill C-85, teneur, 22:6, 8, 10, 13, 14  
 Bill C-92, teneur, 29:5, 9, 10-1, 13, 15-6  
*Marché (Le) du pétrole en 1986*, rapport au Sénat, avant-propos, 32:3-5  
 Nomination, 1:8



**Hastings, Hon. Earl A., Senator (Palliser-Foothills), Committee...**  
*Cont'd*  
 National Energy Program — *Cont'd*  
 Procedure — *Cont'd*  
 24:6, 13, 43; 25:6, 18, 38-9, 72; 26:6, 41, 75; 27:6, 9-10, 30;  
 28:6, 23, 33, 39, 57, 64, 85  
 Research and development, 16:16-8, 24, 26  
 Roxy Petroleum Ltd., 15:18  
 Shell Canada Limited, 12:63; 28:9  
 Suncor Inc., 12:11, 28; 28:75-6, 82  
 Tar sands, 13:27, 28  
 Texaco Canada Inc., 25:62  
 United States, 12:76  
 Nomination, 1:8  
*Oil Marketing: 1986*, report to senate, foreword, 32:3-5  
 Organization meetings, 1:8-14

**Hays, Hon. Daniel Phillip, Senator (Calgary), Acting Chairman of  
 Committee (Issue no. 30)**  
 Bill C-24, subject-matter, 18:16-7  
 Bill C-85, subject-matter, 22:10-1  
 Bill C-92, subject-matter, 30:5, 7, 13, 16-20, 21  
 Bill C-94, subject-matter, 30:5, 7, 13, 21  
 Introduction, 1:8  
 National Energy Program  
 Electricity, 13:22  
 Energy, 3:24-5; 13:21  
 Energy, Mines and Resources Department, 12:52-3  
 Energy conservation, 1:35-7; 3:25-6; 4:22-3; 9:14-6 13:21; 14:23-5  
 Energy policy, 15:20-2  
 Esso Petroleum Canada, 25:33  
 Gas, natural, 15:22-3, 24-5  
 Gasoline, 25:25-7  
 Government, 8:17-20; 25:64-6  
 Motions, 14:4; 23:4  
 NRC, 16:21-4  
 Northwest Territories, 17:18-9  
 Oil and gas exploration, 26:36  
 Oil and oil products  
 Crude, 25:27, 54-6, 26:24-7, 49-50; 28:18-9  
 Imports, 26:81-3  
 Prices, 12:13-5; 13:9, 13-4; 24:13-7; 25:12-4, 20, 37, 51-4;  
 26:27-8, 36, 48-9, 52; 27:13, 18, 30; 28:14-7, 20-2, 39-40  
 Taxation, 26:35  
 Oil industry  
 Activity, 12:73, 85-6  
 Canadianization, 2:18-20; 15:21-2  
 Contract drilling and service rig sector, 28:40-1, 50  
 Deregulation, 24:39  
 Fiscal regime, 5:24-6; 6:24-5; 8:37-9; 12:91-2  
 Investments, 12:67, 69  
 Refineries, 25:16-7; 26:53, 83  
 Regulatory processes and regulations, 5:26-8; 13:38-9  
 Research and development, 4:28  
 Small explorers and producers, 5:24-5; 24:32-5  
 Vertical integration, 25:15-6  
 PRGT, 15:20; 26:11  
 Petro-Canada, 25:30; 26:68-71, 74-5  
 Research and development, 12:54; 16:20, 25  
 Roxy Petroleum Ltd., 15:30-1  
 Shell Canada Inc., 12:70-1  
 Suncor Inc., 12:20; 28:70-1  
 Tar sands, 12:10-1, 32-3; 28:68-70  
 Ultramar Canada Inc., 26:85  
 United States, 12:74-5, 77; 25:64; 27:15, 26; 28:33  
 Organization meetings, 1:12-3

**Hastings, honorable Earl A., sénateur (Palliser-Foothills)...—Suite**  
*Politique énergétique canadienne (La): rapport intérimaire, rapport  
 au Sénat, résumé, 19:3-7*  
 Programme énergétique national  
 Arctique, région, 3:31; 14:14  
 CNRC, 16:9-10  
 Comité, 1:14; 13:8; 17:26-7  
 Commission d'énergie du Nord canadien, 7:34  
 Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, 25:12  
 Documentation, 8:13; 13:20  
 Emplois, 14:18  
 Énergie, 13:18  
 Énergie, conservation, 14:21-2  
 Énergie, politique, 4:7; 12:23; 17:9  
*Énergie (L') au Canada: offre et demande, 1983-2005*, Office  
 national de l'énergie, rapport, 13:7  
 Essence  
 Exploitants de stations de service, 23:12, 23; 25:22-3  
 Prix, 23:19, 42, 69-70; 25:24-5, 31; 26:56-7  
 Taxation, 23:63, 72  
 États-Unis, 12:76  
 Gaz naturel, 13:37-8  
 Gouvernement, 10:33-4  
 Husky Oil Ltd., 26:9-11, 16-7, 33, 40-1  
 Industrie pétrolière  
 Activités, 3:10; 5:7; 8:8  
 Autorisation pour dépenses, 24:25, 31-2  
 Canadianisation, 2:27-8; 7:69; 9:9; 15:10  
 Emplois, 5:34-5  
 Forages sur contrat et services d'entretien des installations de  
 forage, secteur, 28:47  
 Grandes compagnies intégrées, 27:16  
 Investissements, 3:32-3; 6:28-9; 15:31-2; 25:66-7  
 Petites entreprises de prospection et de production, 12:69, 71,  
 84; 15:11; 24:13  
 Régime fiscal, 8:33-7; 11:8, 28; 12:17, 19; 26:40  
 Revenus 5:32-3  
 Situation financière, 3:21-4; 6:21, 22; 8:40; 11:9; 15:6-7; 24:17  
 Norcen Energy Resources Limited, 4:19-20, 24-5, 30  
 PEN, 4:25-7, 36; 8:16-7; 9:11-2; 10:21-2, 28-30; 12:97-100;  
 15:19-20, 29-30; 17:7-8, 15-6  
 PEP, 2:20-2; 3:27-8; 4:9-10; 8:29-30; 10:13-4; 11:12-3, 14-5, 33-4;  
 15:12-4, 29; 17:22-3; 26:14  
 Petro-Canada, 23:16-7, 35, 36; 26:64, 67-8  
 Pétrole et gaz, exploration et développement, 4:13-4; 5:10-1;  
 12:86, 88; 17:26; 26:46-7  
 Pétrole et produits pétroliers  
 Approvisionnements, 5:17-22; 12:9  
 Brut, 26:37; 27:19  
 Crises pétrolières, 28:55  
 Demande, réduction, 7:14-5;  
 Distributeurs indépendants, 23:29, 30, 52  
 Marché libre, hypothèse, 26:18  
 Pétrole lourd, 1:35  
 Prix, 2:9-10; 7:66; 8:7; 12:19, 20, 56; 13:12-3, 41-2; 24:35-6;  
 25:11, 50-1, 53; 27:11, 12, 24; 28:6  
 Récupération assistée, 26:24  
 Pétroles Esso Canada, 25:17-8, 28-9, 31, 33  
 Procédure, 1:14, 21, 44; 2:5, 9, 18, 32; 3:5, 29, 33-4; 4:5, 8, 9, 12,  
 19, 28, 30, 37; 5:5, 39-40; 6:5, 29; 7:6, 36, 40, 69; 8:5, 9, 12, 14,  
 37, 44; 9:5, 22, 23, 25-6; 10:5, 7, 12, 25, 30, 36-7; 11:5, 27, 34;  
 12:7, 13, 24, 34, 37, 40, 57, 60, 61, 62, 88, 101; 13:6, 9, 11, 13,  
 15, 16, 19, 22, 29, 31, 38, 42; 14:6, 11, 18, 33; 15:5, 32; 16:7,  
 10, 15, 21, 27, 33; 17:5, 13, 19, 27; 23:7, 24-5, 28, 32, 53, 77;  
 24:6, 13, 43; 25:6, 18, 38-9, 72; 26:6, 41, 75; 27:6, 9-10, 30;  
 28:6, 23, 33, 39, 57, 64, 85

"Hedging your bets", in *Canadian Business*, June 1984  
NEP, impact, 4:36

**Helliwell, J.F., Professor of Economics, University of British Columbia**  
Oil industry, investment, rate of return, study, 4:34-5

**Herring, Don M., Managing Director, Canadian Association of Oil-well Drilling Contractors**  
National Energy Program, discussion, 28:40, 44, 46-7, 53-4

**Hiles, W.A., Director, Energy Supply Branch, National Energy Board**  
National Energy Program, discussion, 13:22-4, 25, 27, 29, 37

**Hollbach, A.R., Assistant Deputy Minister, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources**  
National Energy Program  
Discussion, 12:40-1, 46, 47-8, 49, 58-9, 60  
Statement, 12:37-40

**Holmes, J.A., Manager, International Trading, Shell Canada Limited**  
National Energy Program, discussion, 28:33

**Howard, John A., Director and Member of the Executive Committee, Independent Petroleum Association of Canada; President, Aberdeen Resources Ltd.**  
National Energy Program  
Discussion, 3:19, 20-1, 23; 11:15-34  
Statement, 11:5-14

**Howe, Hon. C.D., former Minister of Munitions and Supply**  
Oil industry, incentives, 6:9

**Howe (C.D.) Research Institute, 14:13**

#### **Husky Oil Ltd.**

Activities, 10:5-6, 19  
Bi-provincial upgrading project, 10:18, 23-4, 30, 33  
Agreement, 26:10-1  
Esso Resources Canada Limited, participation, 26:20-1  
Canadian content, 10:26  
Downstream, 26:26, 31, 32-3  
See also below  
Refined products  
Economic benefits, 10:23-5  
Grandfathered under PIP, 26:9-10, 11-4  
Annual report, 1985, quotations, 26:11-2, 14, 17  
Background information, 10:5; 26:6  
Briefs  
February 26/1985, 10A:1-3  
May 5/1986, 26:15, 17, 18, 23, 29, 31, 40  
Financial situation, 10:22-3; 26:16-7, 19-20  
PGRT exemption, announcement of Apr. 30/1986, impact, 26:11  
PIP, elimination, consequences, 26:11-4  
Positions and proposals  
NEP, 10:6-7, 21-2  
Oil  
Crude, marketing, 26:25-7  
Pricing policies, 26:14-5, 18-9, 27-8, 35  
Special taxes on oil products, rebate, 26:17-8, 29-30, 35  
Refined products  
Contractual arrangements with service station operators, 26:33, 34, 38-9  
Pricing policy, 26:34

**Hastings, honorable Earl A., sénateur (Palliser-Foothills)...—Suite**  
Programme énergétique national — Suite  
Recherche et développement, 16:16-8, 24, 26  
Roxy Petroleum Ltd., 15:18  
Sables bitumineux, 13:27, 28  
Shell Canada Limited, 12:63; 28:9  
Suncor Inc., 12:11, 28; 28:75-6, 82  
TRPG, 7:52, 55; 25:43-5  
Terres du Canada, 4:29-30, 36-7; 6:7-10; 7:50-1; 10:7-8; 11:18-9  
Territoires du Nord-Ouest, 17:26  
Texaco Canada Inc., 25:62  
Séances d'organisation, 1:8-14

**Hays, honorable Daniel Phillip, sénateur (Calgary), président suppléant du Comité (fascicule n° 30)**  
Bill C-24, teneur, 18:16-7  
Bill C-85, teneur, 22:10-1  
Bill C-92, teneur, 30:5, 7, 13, 16-20, 21  
Bill C-94, teneur, 30:5, 7, 13, 21  
Introduction, 1:8  
Programme énergétique national  
CNRC, 16:21-4  
Energie, 3:24-5; 13:21  
Energie, conservation, 1:35-7; 3:25-6; 4:22-3; 9:14-6; 13:21; 14:23-5  
Energie, Mines et Ressources, ministère, 12:52-3  
Energie, politique, 15:20-2  
Energie électrique, 13:22  
Essence, 25:25-7  
Etats-Unis, 12:74-5, 77; 25:64; 27:15, 26; 28:33  
Gaz naturel, 15:22-3, 24-5  
Gouvernement, 8:17-20; 25:64-6  
Industrie pétrolière  
Activités, 12:73, 85-6  
Canadianisation, 2:18-20; 15:21-2  
Déréglementation, 24:39  
Forages sur contrat et services d'entretien des installations de forage, secteur, 28:40-1, 50  
Intégration verticale, 25:15-6  
Investissements, 12:67, 69  
Petites entreprises de prospection et de production, 5:24-5; 24:32-5  
Raffineries, 25:16-7; 26:53, 83  
Recherche et développement, 4:28  
Régime fiscale, 5:24-6; 6:24-5; 8:37-9; 12:91-2  
Réglementation, processus et les règlements, 5:26-8; 13:38-9  
Motions, 14:4; 23:4  
Petro-Canada, 25:30; 26:68-71, 74-5  
Pétrole et gaz, 26:36  
Pétrole et produits pétroliers  
Brut, 25:27-8, 54-6; 26:24-7, 49-50; 28:18-9  
Importations, 26:81-3  
Prix, 12:13-5; 13:9, 13-4; 24:13-7; 25:12-4, 20, 37, 51-4; 26:27-8, 36, 48-9, 52; 27:13, 18, 30; 28:14-6, 20-2, 39-40  
Taxation, 26:35  
Pétroles Esso Canada, 25:33  
Recherche et développement, 12:54; 16:20, 25  
Roxy Petroleum Ltd., 15:30-1  
Sables bitumineux, 12:10-1, 32-3; 28:68-70  
Shell Canada Inc., 12:70-1  
Suncor Inc. 12:20; 28:70-1  
TRPG, 15:20; 26:11  
Territoires du Nord-Ouest, 17:18-9  
Ultramar Canada Inc., 26:85  
Séances d'organisation, 1:12-3

- Husky Oil Ltd.**—*Cont'd*  
 Refined products—*Cont'd*  
 Sales  
   Non-Husky stations, 26:33-4  
   Ontario, 26:40-1
- IEA**  
*See*  
 International Energy Agency
- IPAC**  
*See*  
 Independent Petroleum Association of Canada
- IPL**  
*See*  
 Interprovincial Pipeline Ltd.  
 Pipelines—Interprovincial Pipeline
- IRAP**  
*See*  
 National Research Council — Industrial Research Assistance Program
- Imperial Oil Limited**  
 Capital spending, reduction, 25:12  
 Interprovincial Pipe Line Ltd., control, 21:13  
 Lower crude oil prices, impact, 25:10-1  
 Oil industry, deregulation, position, 25:7  
 Rack pricing policy, 25:35-8  
 Research and development, 1:22-3  
*State (The) of Competition in the Canadian Petroleum Industry*, third submission to Restrictive Trade Practices Commission, 25:22, 27
- Income tax**  
 Corporate, flaws, 2:23-4  
 Oil industry, 1:42; 3:20-1; 7:56-60; 11:9-10, 16-8, 25-6; 15:29  
 Depletion allowance, 11:26  
 Profits-based tax, proposition, 12:91-2, 93-4; 15:7-8
- Independent Petroleum Association of Canada (IPAC)**  
 Brief, June 5, 1984, quotation, 7:46  
 Membership, 24:9, 19, 21  
 NEP, examination, request, 8:13  
 Oil and gas, national policy, position, 3:7-8  
   Canadianization, 3:24-5  
   Conservation, 3:25-6  
   PGRT, 11:22-3  
   PIP, 3:16-7, 27-8; 7:45-6; 15:20  
   Supplies, security, 3:28-30  
 Presentation, background information, 3:6  
 Provinces, representations, 11:30  
 Royalties, reduction, recommendation, 15:17
- India**  
 Renewable energy, government position, 7:12
- Indian Affairs and Northern Development Department (DIAND)**  
 Mandate, 31:10-1
- Industry**  
 Energy consumption, 13:19-20; 14:10, 30-1  
 Charts, 13A:5; 14A:5
- «Hedging your bets» dans *Canadian Business*, juin 1984  
 PEN, répercussions, citation, 4:36
- Helliwell, M. J.F.**, professeur d'économie, Université de Colombie-Britannique  
 Industrie pétrolière, investissements, taux de rendement, étude, 4:34-5
- Herring, M. Don M.**, directeur exécutif, Canadian Association of Oil-well Drilling Contractors  
 Programme énergétique national, discussion, 28:40, 44, 46-7, 53-4
- Hiles, M. W.A.**, directeur, Direction des approvisionnements énergétiques, Office national de l'énergie  
 Programme énergétique national, discussion, 13:22-4, 25, 27, 29, 37
- Hollbach, M. A.R.**, sous-ministre adjoint, Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources  
 Programme énergétique national  
   Discussion, 12:40-1, 46, 47-8, 49, 58-9, 60  
   Exposé, 12:37-40
- Holmes, M. J.A.**, directeur, Opérations internationales, Shell Canada Limitée  
 Programme énergétique national, discussion, 28:33
- Howard, M. John A.**, administrateur et membre du comité de direction, Independent Petroleum Association of Canada; président, Aberford Resources Ltd.  
 Programme énergétique national  
   Discussion, 3:19, 20-1, 23; 11:15-34  
   Exposé, 11:5-14
- Howe, honorable C.D.**, ancien ministre des Munitions et des Approvisionnements  
 Industrie pétrolière, stimulants, 6:9
- Howe (C.D.) Research Institute**, 14:13
- Husky Oil Ltd.**  
 Activités, 10:5-6, 19  
 Contenu canadien, 10:26  
 En aval, 26:26, 31, 32-3  
   *Voir aussi plus bas*  
     Sous-produits du pétrole brut  
     Jouissant des droits acquis en vertu du PEP, 26:9-10, 11-4  
     Projet bi-provincial de transformation, 10:18, 23-4, 30, 33  
     Accord, 26:10-1  
     Esso Ressources Canada Limitée, participation, 26:20-1  
     Retombées économiques, 10:23-5  
 Informations de base, 10:5; 26:6  
 Mémoires  
   26 février 1985, 10A:1-3  
   5 mai 1986, 26:15, 17, 18, 23, 29, 31, 40  
 PEP, suppression, conséquences, 26:11-4  
 Positions et propositions  
   PEN, 10:6-7, 21-2  
   Pétrole  
     Brut, commercialisation, 26:25-7  
     Prix, politiques, 26:14-5, 18-9, 27-8, 35  
     Taxes spéciales sur les produits du pétrole, réduction, 26:17-8, 29-30, 35  
 Rapport annuel, 1985, citations, 26:11-2, 14, 17



**Industry—Cont'd**

Grants and tax benefits, comparison, 7:67-8

**International Energy Agency (IEA)**

Canadian participation, 7:9; 12:51; 16:8, 16-7

**Energy**

Consumption, report, June 16, 1985, 18:7, 13-4

Research and development, funding, 12:58

Goals, 7:12

Member nations, oil-sharing, 32:11

**Oil prices**

Monitoring, 21:10

Position, 12:42, 56, 57

Renewable energy, funding, statistics, 7:37

**International Solar Energy Society**

Biennial conference, 1985, 7:12-3

**Interprovincial Pipeline Ltd. (IPL)**

Expansion, application, 20:11, 22-3

Operations, 21:13

**Inuit**

*See*

Native peoples

**Investment for Innovation, Gordon R. Sharwood, 7:35****Investments, Canadian**

Equity investment, incentives, 7:68-9; 15:10, 19, 22

Capital gains tax, abolishment, 11:26-7

Need, 3:7-8, 9, 24-5

Proposals, 4:19; 5:16

Oil industry, 3:31-3

**Investments, foreign**

Initial capitalization and capital outflow, comparison, 1:43-4

Encouragement, 11:27-8

**James MacLaren Industries Inc.**

Solar hot water system, 7:25, 27

**Japan****Energy**

Conservation, 2:13

National program, 7:12

Gas, natural, 8:19

Science policy, 16:22

**Kelly, Hon. William McDonough, Senator (Port Severn)**

Bill C-24, subject-matter, 18:7-9, 14

National Energy Program, 1:32-5; 4:9; 6:4, 22-4; 7:18-21

**Kenny, Hon. Colin, Senator (Rideau)**

Bill C-24, subject-matter, 18:15-6

Bill C-92, subject-matter, 29:10-1; 30:8-11

Introduction, 1:8

**National Energy Program**

Employment, 17:12

Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee, 20:21, 27

Energy policy, 4:17; 17:10-1; 26:17-8

Gas, natural, 21:20-2

**Husky Oil Ltd.—Suite**

Situation financière, 10:22-3; 26:16-7, 19-20

**Sous-produits du pétrole brut**

Ententes contractuelles avec les exploitants de stations de service, 26:33, 34, 38-9

Prix, politique, 26:34

**Ventes**

Autres stations de service que Husky, 26:33-4

Ontario, 26:40-1

TRPG, exemption, annonce du 30 avril 1986, conséquences, 26:11

**Hydrocarbures, Loi fédéral**

*Voir*

Bill C-92

Bill C-92, teneur

**Hydro-Ontario**

Petites centrales hydro-électriques, 7:31

Prix, fixation, 1:28

**IPAC**

*Voir*

Independent Petroleum Association of Canada

**IPL**

*Voir*

Interprovincial Pipeline Ltd.

**Ile-du-Prince-Edouard**

Energie électrique, 7:33, 34

**Imperial Oil Limited**

*Voir*

Compagnie Pétrolière Impériale Limitée

**Impôt sur le revenu**

Des sociétés, points faibles, 2:23-4

Industrie pétrolière, 1:42; 3:20-1; 7:56-60; 11:9-10, 16-8, 25-6; 15:29

Déduction pour épuisement, 11:26

Taxe sur les profits, proposition, 12:91-2, 93-4; 15:7-8

**Inde**

Energies renouvelables, position du gouvernement, 7:12

**Independent Petroleum Association of Canada (IPAC)**

Membres, 24:9, 19, 21

Mémoire, 5 juin 1984, citation, 7:46

PEN, étude, demande, 8:13

Pétrole et gaz, politique nationale, position, 3:7-8

Approvisionnements, sécurité, 3:28-30

Conservation, 3:25-6

PEP, 3:16-7, 27-8; 7:45-6; 15:20

Participation canadienne, 3:24-5

TRPG, 11:22-3

Présentation, information de base, 3:6

Provinces, demandes, 11:30

Redevances, réduction, recommandation, 15:17

**Industrie**

Subventions et avantages fiscaux, comparaison, 7:67-8

Energie, consommation, 13:19-20; 14:10, 30-1

Graphiques, 13A:18; 14A:12

**Kenny, Hon. Colin, Senator (Rideau)—Cont'd**

## National Energy Program —Cont'd

- Gasoline
  - Prices, 23:40-1, 66-8, 70; 25:21-2, 56-9, 60-1; 26:34; 27:17-8
  - Service station operators, 23:17-9; 25:24
- Government, 8:29
- Husky Oil Ltd., 26:29, 32-4
- Investments, Canadian, 5:16; 7:68
- Media, 15:14
- Motions, 5:4, 5; 19:30; 21:5, 14; 24:4-5; 32:49
- National Energy Board, 20:19-20
- Northwest Territories, 17:9
- Oil and gas exploration, 1:37-40; 5:15
- Oil and oil products
  - Heavy oil, 26:18-24
  - Independent distributors, 23:38-40; 25:29-30
  - Prices, 20:18; 23:42; 25:18-20; 27:14, 17-8, 24-6
  - Supplies, 5:11-2; 8:24-5, 32
  - Supply and demand, 21:19
- Oil industry
  - Activity, 6:25
  - Canadianization, 6:27-8; 8:25-8
  - Financial situation, 6:19, 7:65-6; 8:27
  - Fiscal regime, 1:41-2; 3:12-5; 4:18; 6:26-7; 7:57-9; 15:16-7; 21:18-9
  - Investments, 4:19; 15:15-6
  - Small explorers and producers, 24:24-31, 37-8
- PGRT, 5:12-3
- PIP, 3:16-7; 4:16, 17-8; 5:13-4; 7:66-7; 8:28-9
- Petro-Canada, 23:41; 26:61-7
- Pipelines, 21:24-6
- Tar sands, 1:40-1
- Texaco Canada Inc., 25:59-60
- United States, 27:26
- Organization meetings, 1:4, 9, 12-3

**Kerwin, Larkin, President, National Research Council**

- Appearance before House of Commons Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution (1<sup>st</sup> Session, 32<sup>nd</sup> Parliament), 16:12, 13
- Division of Energy, termination, reaction, 7:16
- National Energy Program
  - Discussion, 16:9-14, 15, 16, 18-9, 21-7, 28-33
  - Statement, 16:7-9

**Kirby, Hon. Michael, Senator (South Shore)**

- National Energy Program, 1:26-31; 2:22-4; 14:17

**Kirkby, M.A., President and Chief Executive Officer, BP Canada Inc.**

- National Energy Program
  - Discussion, 21:14-26
  - Statement, 21:6-14

**LNG**

- See
  - Gas, natural—Liquid natural gas

**Labour force**

- Trades skills, development, Canadian North, 17:12-3

**Lalonde, Hon. Marc, former Minister of Energy, Mines and Resources**

- Oil industry, small independents, representations, response, 24:19-20

**Industrie pétrolière**

## Activités

- Accroissement, 3:9-12
- Avant le PEN, 3:20, 21
- Encouragements, 6:9-10; 8:6-7; 12:73, 84-6; 15:24, 26-7
- Entreprises canadiennes et filiales canadiennes d'entreprises multinationales, comparaison, 10:11-2
- Historique et perspectives, 4:5-6; 5:6-7; 6:25-6; 8:7-8
- Prix du pétrole, chute, conséquences, 26:14-5, 31-2
  - Mesures atténuantes, propositions, 23:33; 24:11, 23, 32-6; 26:15, 17-8, 29-30, 35
- Réduction, 5:29-30; 25:6-7
- Aide gouvernementale, 24:24-5; 32:4-5, 15-6
- Financement, 32:21-2
- Pétrole et gaz conventionnels, secteur, 32:16-8
  - Recommandation du Comité, 32:1, 16
- Pétrole nonclassique, secteur, 32:18-21
  - Recommandation du Comité, 32:1, 20
- Révision dans deux ans, 32:22
- Suppression, utilité, 19:4, 14
- Approvisionnements en ressources, disparition, réponse, 1:34-5
- Autorisation de dépenses, 24:25, 31-2
- Canadianisation
  - Frais spéciaux de propriété canadienne, 9:7, 9-10
  - Gouvernement, rôle, 15:10
  - Investissement en fonction de la situation du marché, 8:6, 28; 10:7
  - Objectif, intérêt national, 19:4, 22
  - PEN, rôle, 3:22-3; 7:44-5, 61-3
  - Résultat, 12:97-8
- Propositions
  - Achat par des Canadiens d'actions en capital, encouragements, 29, 18-20; 3:19, 24-5; 4:29; 5:30-1; 7:68-9; 15:10, 19, 21-2
- PEP
  - Remplacement,
    - Taux uniforme, 2:27-8
  - Taux de participation canadienne, condition à remplir, 6:27-8
- Recommandation du Comité, 19:22, 23
- Voir aussi
  - Terres du Canada—Exploration et exploitation
- Capitaux, disponibilité, 26:19-20
- Cartel, 23:26
- Concentration, 21:24; 24:25, 25:32
  - Contre-mesures, nécessité, 23:26
- Voir aussi
  - Intégration verticale
- Concurrence, 25:32, 35-6, 42, 68-9; 32:4, 37-9, 40
  - Manque, 23:41; 27:30
  - Pratiques anticoncurrentielles, 23:46, 47-8; 25:21-2
- Contrôle étranger, 1:22-3, 29; 7:64-5
  - Autres pays, comparaison, 7:63-4
- Coûts, 15:23-4, 25; 26:36, 37-8
- Déréglementation, 13:39-40; 25:66
  - Appui, 24:18
  - Canada et États-Unis, comparaison, 24:39
- Distributeurs indépendants
  - Importations des États-Unis, 26:89-90
    - Circuit de Regina, 23:50, 52-3
    - Difficultés connexes, 23:30-1, 42-5
- Marché, part, 23:43
- Marge bénéficiaire, 23:29-30, 37
- Raffineries canadiennes, rapports, 23:29-32, 40; 25:29-30; 32:41
  - Arrangements contractuels, 23:52, 53
  - Fournisseurs américains, comparaison, 23:38-9; 26:66
  - Pratiques commerciales injustifiées, 23:30, 47-8; 26:65-6
- Rôle économique, 23:28-9

**Lazar, Harvey, Administrator, Petroleum Incentives Administration,**  
**Department of Energy, Mines and Resources**  
 Bill C-85, subject-matter, discussion, 22:9-10, 11-2, 13

**Leddy, B.D., Vice-President, Personnel and Administration Services,**  
**National Research Council**  
 National Energy Program, discussion, 16:15-6, 28

**Lefebvre, Hon. Thomas Henri, Senator (De Lanaudière)**

Bill C-24, subject-matter, 18:11-4, 15

Bill C-85, subject-matter, 22:12-3

Biographical note, 1:8

National Energy Program

Atomic energy, 12:56

CHIP, 12:48

COSP, 12:48

Canada lands, 4:29; 6:13-4; 11:13, 20

Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors 28:45-6, 53

Energy, 7:40; 13:16-8, 20-2

Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee,  
 20:26-7

Energy conservation 2:13-4; 7:17; 12:40-1

Energy policy, 4:19; 7:35-6

Gas, natural, 12:79-80, 81

Gasoline

Prices, 12:96-7; 21:15-6; 26:53-6; 28:26

Service station operators, 23:7-11, 21-3

Taxation, 23:65, 71-2

Government, 10:35

Government expenditures, 1:21-2; 7:15-6

Husky Oil Ltd., 26:38-9

Investments, Canadian, 7:69

Mexico, 21:14

Motions, 11:4, 27; 12:5, 61, 101; 13:4, 6; 19:29, 31; 20:4-5, 7-8;  
 32:50

NRC, 16:10-5

National Energy Program, 10:12-6; 11:20-3

Norcen Energy Resources Limited, 4:20

Oil and gas exploration, 4:11-2; 12:64

Oil and oil products

Crude, 26:39; 28:26-7

Free market, assumption, 26:38; 27:20

Imports, 20:14-5

Independent distributors, 23:29-31; 26:90

Prices, 12:20, 21, 41-2; 21:16-8; 23:45-8; 24:23; 25:45-9;  
 26:14-6, 51-2; 27:20-3, 24; 28:6, 17-8, 19, 28

Supplies, 1:42-3; 4:12-3; 5:28-9; 6:11-3; 12:9; 13:27-8; 28:46-7

Tariffs, 26:83-4

Oil industry

Activity, 5:29

Canadianization, 5:30-1; 7:61-3

Contract drilling and service rigs sector, 28:47

Deregulation, 13:39-40

Fiscal regime, 12:16-8, 23

Foreign control, 1:22

Investments, 11:32-3

Refineries, 26:84

Small explorers and producers, 5:31-2; 24:18-22, 34

PIP, 4:7-9, 10-1; 6:10-1; 11:13; 26:11-4

Petro-Canada, 1:23; 26:66, 71-4

Pipelines, 20:13-4

Procedure, 2:18; 10:36; 12:13; 21:12, 25

Research and development, 2:12-3; 12:42-5, 54-6; 16:32-3

Shell Canada Inc., 12:70, 72

Suncor Inc., 28:71-5, 80

**Industrie pétrolière—Suite**

Economie, répercussions, 3:8-9; 6:25-7

*Voir aussi plus bas*

Emplois

Emplois, 28:35-6, 40

Création, 3:7, 8, 15-6; 5:34-5

Licenciements, 24:24; 26:67-8

Forages sur contrat et services d'entretien des installations de  
 forage, secteur

Activités, 28:34-5

Accroissement radical, rapidité de réaction, 28:41, 50

Baisse, 28:55-6

Coût, 28:36-7

Répercussions à long terme, 28:47-9

Dépendance des explorateurs et producteurs de pétrole, 28:51

Echelle internationale, 28:56-7

1986, prévisions, 28:36

Assurance, primes, 28:55

Dépenses, avantages pour le Canada, 28:36, 55

Emploi, 28:35-6, 40

Investissements, 28:35

Liste de paie, 28:36

Tours de forage, 28:40-1, 44-5, 51, 52, 56

Gestion, 8:6

Savoir-faire canadien, 10:25-6

Gouvernement

Obligations, manque de compréhension de ses, 7:53

Rôle, 8:17-20, 29, 43; 10:33-5; 25:64-6; 30:18-20

Intégration verticale, 19:10-1; 32:38

Grandes compagnies intégrées, 27:15-6

Secteur amont et secteur aval, rapports, 25:15-6

Investissements

Acquisitions et projets d'exploration, comparaison, 25:66-7

Augmentation

Besoins, 25:40, 41-2

Propositions, 5:32-3; 6:28-9

Canadiens, 4:19, 29; 5:16

Encouragements, 15:22

Confiance des investisseurs, 8:35-7; 11:28-9; 26:19

Décisions, 8:7, 11-2, 27-8; 12:65-9, 71-2

Facteurs clés, 11:7

Graphiques, 12A:112, 113, 114

Mises de fonds, 3:10

Nouveaux capitaux, création, 3:9, 11, 31-3; 15:15-6, 31-2

Réinvestissement, 5:23-4; 6:22-3; 11:10-1, 32-3

Graphique, 11A:9

Répercussions économiques et fiscales, 3:8-9

Marchés, accès, 13:40-1

Mobilité, 1:38-9

Objectifs, 1:19-20, 28-9, 30

Petites entreprises de prospection et de production

Achat par une grande société, difficultés, solutions, 25:64-5

Activités

Extension démesurée, 5:14; 11:33-4; 15:11-2

Réserves classiques, exploitation, 12:64; 15:26; 24:8, 10, 43

Terres domaniales, 30:13-4

Aide, besoins, 32:16-8

Caractéristiques, 24:9-10

Commercialisation

Difficultés, 24:11-2, 13-7, 23, 28-31, 42

Système équitable, propositions, 24:11, 30-1; 25:55-6

*Voir aussi plus bas*

Pipe-line, accès

Efficacité, grosses sociétés pétrolières, comparaison, 24:24-6

Emplois, offres, 24:36-7

Encouragements, 4:14-6; 5:24-5, 31-2; 12:69-73, 84-6; 24:9

Graphique, 12A:129



**Lefebvre, Hon. Thomas Henri, Senator (De Lanaudière)—Cont'd**

- National Energy Program —Cont'd
- Tar sands, 10:19; 12:10, 30-1; 28:29
- Texaco Canada Inc., 25:62-4
- Ultramar Canada Inc., 26:76-80
- United States, 12:77; 27:16
- Organization meetings, 1:4, 5, 6, 9, 10, 11-2, 13

**Life After Oil: a Renewable Energy Policy for Canada, Robert Bott**

- Study undertaken by Friends of the Earth, 14:6-7, 8-9

**Lucier, Hon. Paul, Senator (Yukon)**

- Bill C-92, subject-matter, 29:11-2
- National Energy Program
- Arctic regions, 3:26; 4:20-2; 7:53-4; 14:18-21
- Energy, 7:54-5
- Gasoline, 9:13-4; 26:30-2, 57
- Motions, 9:4, 25; 16:6, 33; 26:5, 76
- Oil and oil products, 20:23-6; 26:29, 37, 83; 27:23-4
- Oil industry, 4:27-8; 6:17-8, 20-1; 7:51; 8:14-6; 24:36-7
- Petro-Canada, 26:58-60
- Procedure, 9:17, 26
- Research and development, 7:22-3; 16:25-6
- Tourist industry, 9:13
- Organization meetings, 1:8, 9

**McAra, Cora, former Petro-Canada Operator, Gravenhurst, Ontario**

- Brief, 23:7
- National Energy Program, discussion, 23:7-24
- Petro-Canada, relations, 26:63-5

**McAra, George, former Petro-Canada Operator, Gravenhurst, Ontario**

- Brief, 23:7
- Petro-Canada, relations, 26:63-5

**McDermid, John, M.P. (Brampton-Georgetown), Parliamentary Secretary to Minister of Energy, Mines and Resources**

- Bill C-24, subject-matter
- Discussion, 18:7-11, 12-3, 14, 15, 16-8
- Statement, 18:6-7
- Bill C-85, subject-matter
- Discussion, 22:8-9, 10, 11-4
- Statement, 22:6-7

**MacDonald, Hon. David, Canadian Emergency Coordinator for the African Famine, 7:11****MacLeod, Jack, President and Chief Executive Officer, Shell Canada Limited**

- Shell Canada Limited Annual General Meeting, statement, quotation, 28:7

**McNeil, Michael, Director, Public Relations and Government Affairs, Canadian Automobile Association**

- National Energy Program, discussion, 23:67, 69-72, 74, 77

**Maciej, Hans, Technical Director, Canadian Petroleum Association**

- Bill C-92, subject-matter, discussion, 30:8-9, 10, 11, 15, 20, 21
- Bill C-94, subject-matter, discussion, 30:20
- National Energy Program, discussion, 5:9, 11-2, 16, 17, 18-9, 20, 21-3, 24, 28, 32-4, 39

**Industrie pétrolière—Suite****Petites entreprises de prospection et de production —Suite**

- Manque de représentation, 24:9, 13, 18-21
- Mémoire déposé devant le premier ministre de l'Alberta, 7 avril 1986, 23:33; 24:11, 33-4; 25A:53-7
- Pipe-line, accès, 24:11-2, 26-7, 42
- Position
- Accord de l'Ouest, 24:37
- Energie, politique, 24:7-8, 19-21
- Libre-entreprise, système, 24:37-9
- Politique énergétique canadienne (La)*, rapport intérimaire du Comité, 24:6
- Subventions, 24:6
- TRGP, suppression, 24:33-4
- Prix du pétrole, 26:51-2
- Chute, conséquences, 24:10, 21-3
- Stabilisation, recommandation, 23:33; 24:11, 23, 32-6
- Production, 24:34
- Pétrole et gaz conventionnels, secteur
- Exploitation, rôle des petites entreprises, 12:64; 15:26; 24:8, 10
- Forage, 12:86-8
- Problèmes structuraux, 12:63-4
- Voir aussi plus haut*
- Aide gouvernementale
- Produits pétroliers, industrie
- Voir plus bas*
- Raffineries
- Raffineries
- Accords de réciprocité, 26:85-7; 28:82-3, 84
- Voir aussi plus bas*
- Pétrole brut — Echanges (accords de troc)
- Capacité, utilisation, 25:34-5
- Coûts, 25:16-7, 26-7
- Concentration, 25:32; 26:46; 27:25-6; 32:37-8
- Producteurs, réponse, 27:26
- Diminution de l'utilisation du pétrole, conséquences, 26:87-8
- Distributeurs au détail, rapports, 32:38, 42
- Fonctionnement, contexte difficile, 28:8
- Importations du produit raffiné, menace potentielle, 26:81-3
- Investissements, besoins, 25:40; 28:8
- Lettre du ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources concernant le prix d'essence, réponse, 26:56-7
- Manque de représentation, 26:84
- Marché, manipulation, 24:28-31
- Pétrole brut
- Désignation des besoins, modifications, 21:12, 16; 32:32
- Echanges (accords de troc), 25:16, 53-4, 71; 32:41
- Marché supplémentaire, accès, 26:49-50
- Prix d'achat, 26:53; 27:18-9
- Pétrole produit en surplus, écoulement, 26:80
- Politique, ministère responsable, proposition, 26:83
- Prix au gros, fixation, 32:40-1
- Voir aussi*
- Essence — Prix — Prix-rampe de chargement
- Raffineurs régionaux et nationaux, comparaison, 26:88-9
- Rationalisation, 32:9
- Situation financière
- Marge de bénéfices, 27:28; 28:8
- Rendement, 25:7-8; 26:42-3, 80
- Pertes, 26:45
- Stations fermées, contrats de vente de, 32:42
- Stocks
- Evaluation, 25:19-20, 47-9
- Roulement, délai, 24:28; 25:31-2, 33, 49-50; 26:37, 44; 28:7, 9-10, 24
- Recherche et développement, 4:28; 15:25-6

- Maddock, Douglas W., Federal Government Relations, Texaco Canada Inc.**  
National Energy Program  
Discussion, 25:62-3  
Introductory remarks, 25:39
- Mann, D.W., Manager, Planning—Oil and Gas Division, Business Development Department, BP Canada Inc.**  
National Energy Program, discussion, 21:22, 25
- Marathon Oil Company**  
Canadian subsidiaries, sale, 11:6, 24-5
- Marline Oil Corporation, 11:5**
- Marshall, Hon. Jack, Senator (Humber-St. George's-St. Barbe)**  
National Energy Program, 25:49-50, 64
- Maxwell, H.B., Vice-President, Government Affairs, Suncor Inc.**  
National Energy Program  
Discussion, 12:16-7, 21  
Introductory remarks, 12:7-8; 28:57-8
- Mayo, R.J., President, Petro-Canada Products Division, Petro-Canada Inc.**  
National Energy Program  
Discussion, 26:46-7, 48, 51, 53-62, 63-5, 66-75  
Statement, 26:41-6
- Medallion Petroleums**  
*See*  
Norcen Energy Resources Limited
- Media**  
Oil industry, reporting, 15:6-7, 14  
Shell Canada Limited, gasoline pricing policy, interpretation, 28:7-8
- Mercier, J.A., President, Universal Explorations (83) Ltd.**  
Biographical notes, 24:7  
National Energy Program  
Discussion, 24:13, 16, 17-21, 24-5, 26-7, 28-9, 30, 31, 32, 33, 34-5, 36, 37, 38-9, 40, 41, 42, 43  
Statement, 24:6-8
- Mexico**  
Oil producing country, classification, 21:14
- Middle East**  
Oil  
Crude, sales, net-back arrangements, 26:82  
International energy security, implications, 19:17  
Prices, 1:33  
Production, 1:18  
Refineries, growth, implications, 26:81-2  
Reserves, 1:25  
World market, potential influence, 19:15
- Miles, P., Acting Director General, Energy Studies; Director General, Energy Regulation, National Energy Board**  
National Energy Program  
Discussion, 13:12, 13-4, 15-22, 25-6, 27, 28, 29; 20:25-6  
Statement, 13:8-11
- Industrie pétrolière—Suite**  
Régime fiscal, 10:13-5  
Accord de l'Ouest, modifications, 21:18-9  
Autres secteurs, comparaison, 1:41-2; 3:6, 20-1; 7:57-60; 8:25-7; 11:10; 15:29  
Investissements, répercussions, 11:29; 12:69-70, 83  
Redevances, 2:24; 8:30-1  
Ecart, 26:40  
Réductions, 12:96  
Conséquences, 8:23-4; 28:37  
Propositions, 4:18; 11:30-2; 15:17, 28-9; 28:45-6  
Territoires du Nord-Ouest, 17:18
- Réforme**  
Appui, 4:27-8  
Encouragements, 5:24-6, 30; 7:45-6, 66-7  
Entente entre le fédéral et les provinces, 11:29-32  
Objectifs, 6:7, 15-6, 24-5  
Propositions  
Impôt fondé sur les profits, 8:12, 33-5, 37-9; 12:92-4  
Mesures susceptible de créer une double imposition, élimination, 3:24  
Pétrole lourd, production, 26:23-4  
Stimulants fiscaux, système, 10:8-11  
Taxes et redevances, suppression ou réduction, 3:12-3, 18-20; 4:15-6, 18; 8:15; 12:89-90; 15:16-20, 20-1  
Provinces, réaction, 12:95-6  
Répercussions, 3:13-6, 18-9; 6:26; 8:16, 23-4; 11:28; 12:19  
Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires, 12:17  
Sables bitumineux, projets, 5:10; 12:13-9, 21-4  
Tableaux, 12A:69, 70  
Sociétés multinationales, 10:14-5, 30; 21:6-7, 18  
Taxation, 3:20-1; 7:56-7; 11:9-10, 16-8; 15:27-8; 19:14  
*Voir aussi*  
Taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières  
Réglementation, processus et les règlements, 5:26-8; 13:38-40  
Restructuration, 25:6-7; 30:21  
Revenus, 1:16, 19; 5:11-2, 19-20, 32-3; 7:69; 11:8-9  
Diminution, 25:40  
Partage entre gouvernements et industrie, 4:6, 13; 5:12, 27; 7:43-4, 51-2, 55-7; 8:16, 30-1  
Revenu réel net, 2:17-8; 3:6; 8:27-8  
Tableaux et graphiques, 1A:34; 5A:11; 11A:8-9  
Services publics de l'électricité, comparaison, 1:27  
Situation financière  
Bénéfices et pertes, 3:10; 6:17-9, 20-2; 8:27, 35-6; 10:22-3; 25:7  
Rendement après impôt, 4:34-5; 7:65-6; 12:82-3; 15:15-6, 32; 25:42; 26:42-3  
Graphiques, 4A:2; 12A:130  
Endettement, 3:21-4; 8:10-1, 40; 11:9  
Indices clés, 8:36-7, 39  
Liquidités, 5:32-3; 11:7-9  
Utilisation, 3:21; 5:15-6, 18-9; 11:10-1, 32-3  
Statistiques, 15:6-7, 8-10, 14-5  
Utilisation, 24:17-8  
*Voir aussi plus haut*  
Revenus  
*Voir aussi*  
Sables bitumineux
- Industries James MacLaren Inc.**  
Eau chaude, système solaire, 7:25, 27

**Mobil Oil Canada Ltd.**

Research and development, 1:23

**Molgat, Hon. Gildas L., Senator (Ste. Rose)**

National Energy Program

CHIP, 12:46-9

COSP, 12:46-9

Energy, 3:28-9, 30; 13:20

Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee, 13:8

Energy conservation, 13:15-6

Energy policy, 15:18-9

Energy resources, 16:18-20

Exports, 7:29-30

Gas, natural, 12:80

Government expenditures, 7:28-9

IEA, 12:51

Income tax, 11:17-8

Motions, 12:4, 5, 24, 34; 15:4, 32; 17:4, 27

NEP, 1:31-2

Northwest Territories, 17:26

Oil and oil products, 8:30-3; 12:10, 15-6, 21, 31

Oil industry, 4:14-5; 7:56; 15:8-10

Petro-Canada, 7:61

Procedure, 7:69; 13:19

Research and development, 12:49-50; 16:18

Roxy Petroleum Ltd., 15:31

United States, 12:76

**Morgan, Gwyn, President, Director and Member of the Executive Committee, Independent Petroleum Association of Canada**

Appearance before Committee, June, 1983, 1:19

National Energy Program

Discussion, 3:11, 12-5, 16-9, 20, 21-3, 24-9, 30-4

Statement, 3:5-10

**Mulroney, Right Hon. Brian, Prime Minister**

Canertech Inc., promise, 7:29

Foreign investment, position, 11:28

**NEB**

*See*

National Energy Board

**NEP**

*See*

National Energy Program

**NSERC**

*See*

Natural Sciences and Engineering Research Council

**NRC**

*See*

National Research Council

**National Energy Act (United States)**

Ownership, provisions 7:39

**National Energy Board (NEB)**

Brief, 13A:1-13

*Canadian Energy: Supply and Demand, 1983-2005*, 13:6-8, 22

Funding, 20:20

Interprovincial Pipeline Ltd., application for expansion, 20:11, 22-3

Mandate, responsibilities, role, 13:39-40; 20:11-2, 19-20

**Institut national de l'électrochimie, proposé, 16:9-10****Interconnexions: un stratégie énergétique pour demain, Conseil économique du Canada, rapport**

Fondement, 13:7

Portée et recommandations, 2:5, 8-9, 12, 22-4, 30-1

**Interprovincial Pipeline Ltd. (IPL)**

Activités, 21:13

Expansion, demande, 20:11, 22-3

**Inuit**

*Voir*

Autochtones

**Investissement (Un) urgent: plan à long terme pour le Conseil national de recherches du Canada, Conseil national de recherches, 16:12, 29****Investissements canadiens**

Industrie pétrolière, 3:31-3

Placements spéculatifs, stimulation, 7:68-9; 15:10, 19, 22

Besoin, 3:7-8, 9, 24-5

Impôt sur les gains en capital, suppression, 11:26-7

Propositions, 4:19; 5:16

**Investissements étrangers**

Capital initial et décaissement en capital, comparaison, 14:3-4

Encouragement, 11:27-8

**Investment for Innovation, Gordon R. Sharwood, 7:35****Isolation thermique des résidences canadienne, programme (PITRC)**

Bénéficiaires, 18:15-6

Conséquences, 12:41, 46, 47-9; 18:6-7; 19:6

Coûts, 12:47, 48

Demandes, diminution, 18:11

Fin, 18:8

Historique, 18:7

Maisons isolées, problèmes, 14:15

Objectifs, 12:46

Réductions, 1:21; 2:12; 7:29; 12:38; 14:27-8

Rentabilité, 14:12-3; 18:11-2

Rétablissement, proposition, 14:31-2

**Japon**

Energie

Conservation, 2:13

Programme national, 7:12

Gaz naturel, 8:19

Science, politique, 16:22

**Kelly, honorable William McDonough, sénateur (Port Severn)**

Bill C-24, teneur, 18:7-9, 14

Programme énergétique national, 1:32-5; 4:9; 6:4, 22-4; 7:18-21

**Kenny, honorable Colin, sénateur (Rideau)**

Bill C-24, teneur, 18:15-6

Bill C-92, teneur, 29:10-1; 30:8-11

Introduction, 1:8

Programme énergétique national

Emploi, 17:12

Energie, politique, 4:17; 17:10-1; 26:17-8



**National Energy Board (NEB)—*Cont'd***

- Mandate, responsibilities, role—*Cont'd*
    - Advice to Minister of Energy, Mines and Resources, **20:31**
    - Jurisdiction, **20:31**
    - Limitations, **20:17, 22, 24:31**
  - Manpower, **20:20**
  - Position and recommendations
    - Energy
      - National policy, **13:18-9**
      - New and renewable resources, **13:22**
    - Oil and gas exports, **13:30-1**
      - Criteria, **1:18-9, 35; 8:21**
    - Oil pricing, deregulation, **13:41-2**
  - Presentation, March 6/1986, opening statement, **20A:1-12**
  - Summary, **20:11-2**
  - Projections
    - Energy demand, **13:9-10, 17-8, 19-22**
    - Charts, **13A:5, 6, 7**
  - Natural gas
    - Reserves, **13:11, 31-3, 36-7**
      - Chart, **13A:11**
    - Surplus calculation, **13:35-6**
  - Supply and demand, **13:11, 37-8**
    - Charts, **13A:12, 13**
- Oil
  - Prices, **13:8-9, 12-3**
    - Tables and charts, **13A:3; 20A:6, 8, 10**
  - Reserves, **2:7; 13:10, 22-6**
    - Chart, **13A:8**
  - Supply and demand, **5:21; 13:10-1, 27-8; 28:61**
    - Charts, **13A:9, 10, 13**
- Questions taken under advisement, **20:32**

**National Energy Board Act**

- Provisions, summary, **20:19, 20**
- Section 83 — Considerations applicable to the issue of licences, **13:40**

**National Energy Program (NEP)**

- Canadian Ownership Rate (COR), **6:6, 19-20, 21-2; 7:44-5; 11:24-5**
- Elimination, recommendation, **11:27-8**
- Examination
  - IPAC request, **8:13**
  - Banking, Trade and Commerce, Standing Senate Committee, referral, motion, **8:13**
- Goals, **4:16-7; 7:41; 9:11-2; 10:35-6; 11:14; 14:7; 15:14; 17:6, 7-8**
- Impact
  - Government revenues, **9:6**
  - National Research Council, **16:7-8**
  - Northwest Territories, **17:5-6, 7-8**
  - Oil industry, **3:11; 4:35-6; 7:61-3; 11:16-10, 20-1**
    - Canadian Business*, June 1984, quotation, **4:36**
- Implementation, **8:16-7, 37-8**
- Income tax, effective rate, **3:20-1**
- International criticism, **10:28-30**
- Modifications
  - Federal-provincial negotiations, **4:19**
  - Recommendations, **1:31-2; 10:15-6; 11:11, 14; 14:31-3; 15:16-20, 21-3**
    - Athabasca oil sands, development, **1:31-2**
  - COR, elimination, **11:27-8**
  - Incentives program, **10:8-11, 13-6; 11:22-3**
    - Arctic oil production, **17:21-2**
  - Objectives of industry, **6:17-8**
  - 25 per cent back-in, **12:91**
- Western Accord, **17:8-9**

**Kenny, honorable Colin, sénateur (Rideau)—*Suite***

- Programme énergétique national —*Suite*
  - Energie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent, **20:21, 27**
- Essence
  - Exploitants de stations d'essence, **23:17-9; 25:24**
- Prix, **23:40-1, 66-8, 70; 25:21-2, 56-9, 60-1; 26:34; 27:17-8**
- Etats-Unis, **27:26**
- Gaz naturel, **21:20-2**
- Gouvernement, **8:29**
- Husky Oil Ltd., **26:29, 32-4**
- Industrie pétrolière
  - Activités, **6:25**
  - Canadianisation, **6:27-8; 8:25-8**
  - Investissements, **4:19; 15:15-6**
  - Petites entreprises de prospection et de production, **24:24-31, 37-8**
  - Régime fiscal, **1:41-2; 3:12-5; 4:18; 6:26-7; 7:57-9; 15:16-7; 21:18-9**
    - Situation financière, **6:19, 7:65-6; 8:27**
- Investissements canadiens, **5:16; 7:68**
- Média, **15:14**
- Motions, **5:4, 5; 19:34; 21:5, 14; 24:4-5; 32:53**
- Office national de l'énergie, **20:19-20**
- PEP, **3:16-7; 4:16, 17-8; 5:13-4; 7:66-7; 8:28-9**
- Petro-Canada, **23:41; 26:61-7**
- Pétrole et gaz, exploration et développement, **1:37-40; 5:15**
- Pétrole et produits pétroliers
  - Approvisionnement, **5:11-2; 8:24-5, 32**
  - Distributeurs indépendants, **23:38-40; 25:29-30**
  - Offre et demande, **21:19**
  - Pétrole lourd, **26:18-24**
  - Prix, **20:18; 23:42; 25:18-20; 27:14, 17-8, 24-6**
- Pipe-lines, **21:24-6**
- TRPG, **5:12-3**
- Sables bitumineux, **1:40-1**
- Territoires du Nord-Ouest, **17:9**
- Texaco Canada Inc., **25:59-60**
- Séances d'organisation, **1:4, 9, 12-3**

**Kerwin, M. Larkin, président, Conseil national de recherches**

- Comparution devant le Comité spécial de la Chambre de communes sur l'Energie de remplacement du pétrole, (1<sup>re</sup> Session, 32<sup>e</sup> Législature), **16:12, 13**
- Division de l'énergie, suppression, réaction, **7:16**
- Programme énergétique national
  - Discussion, **16:9-14, 15, 16, 18-9, 21-7, 28-33**
  - Exposé, **16:7-9**

**Kirby, honorable Michael, sénateur (South Shore)**

- Programme énergétique national, **1:26-31; 2:22-4; 14:17**

**Kirkby, M. M.A., président et directeur général, BP Canada Inc.**

- Programme énergétique national
  - Discussion, **21:14-26**
  - Exposé, **21:6-14**

**Lalonde, honorable Marc, ancien ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources**

- Industrie pétrolière, petites sociétés indépendants, représentations, réponse, **24:19-20**

**National Energy Program (NEP)—Cont'd**

Oil and gas, domestic prices, 1:15; 19:7-8

Oil industry, reaction, 24:7

Provisions, assessment, 1:18; 3:22-3; 10:6-7, 12-5, 21-3, 36-7; 15:29-30; 17:6-8, 13-4, 15-6; 19:4

Canada benefits, 17:11-2

Crown share, 6:6; 17:20-1

Export charges, 19:8-9

Oil and gas industry, Canadianization, 3:25; 4:25-7; 12:97-100

Tar sands, 12:11-3, 21-2

Charts, 12A:2, 3

Taxation and revenue-sharing system, 7:43

*See also*

Petroleum and gas revenue tax

Petroleum Incentives Program

**National Institute for Electrochemistry, proposed, 16:9-10****National Research Council (NRC)**

Brief, 16A:1-16

Budget

Cuts, 1:21; 2:12; 7:8, 28, 36; 12:36; 16:8-9, 32

Needs, 16:26

Division of Building Research

Construction industry, collaboration, 16:28-9

Funds, 16:27

Personnel, layoffs, 16:27-8

Research and development

Energy, 16:13

Geophysics, 16:23

Division of Chemistry, 16:21

Division of Energy, 7:7, 21

Elimination

Decision, 16:10-2

Impact, 7:13, 16; 16:13-5

Personnel, relocation, 16:15-6

Research and development 7:18-9

Solar energy industry, aid, 7:11

Division of Microstructural Sciences, 16:23

Energy research and development

Budget cuts, impact

Contracts, 7:8; 12:36; 16:8, 9-10

Expertise, 16:31

International activities, 16:16-7

Long-term and future projects, 16:9, 13

Personnel, 16:15-6

Historical overview, 16:7-8

International activities, 16:8

PERD programs, 16:8, 21

Tables, 16A:8, 12

Policy, 16:12-3

Responsibilities, 16:7

Chart, 16A:3

Industrial Research Assistance Program (IRAP), 7:21; 16:11-2, 20, 31

Industry Laboratory Projects, Program (ILP), 7:21

Photovoltaic water-pumping project, 7:11

Research

Geophysics, 16:23-4

Projects, weighting, 16:22-3

Pure and applied, division, 16:21-2

Standards setting and testing programme, 7:19-20, 21; 16:31-2

*Urgent Investment (The): a Long Range Plan for the National Research Council, 16:12, 29***Lazar, M. Harvey, administrateur, Programme d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**

Bill C-85, teneur, discussion, 22:9-10, 11-2, 3

**Leddy, M. B.D., vice-président, Personnel et services administratifs, Conseil national de recherches**

Programme énergétique national, discussion, 16:15-6, 28

**Lefebvre, honorable Thomas Henri, sénateur (De Lanaudière)**

Bill C-24, teneur, 18:11-14, 15

Bill C-85, teneur, 22:12-3

Note biographique, 1:8

Programme énergétique national

CNRC, 16:10-5

Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, 28:45-6, 53

Énergie, 7:40; 13:16-8, 20-2

Énergie, conservation, 2:13-4; 7:17; 12:40-1

Énergie, politique, 4:19; 7:35-6;

Énergie atomique, 12:56

Énergie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent, 20:26-7

Essence

Exploitants de stations de service, 23:7-11, 21-3

Prix, 12:96-7; 21:15-6; 26:53-6; 28:26

Taxation, 23:65, 71-2

Etats-Unis, 12:77; 27:16

Gaz naturel, 12:79-80, 81

Gouvernement, 10:35

Gouvernement, dépenses, 1:21-2; 7:15-6

Husky Oil Ltd., 26:38-9

Industrie pétrolière

Activités, 5:29

Canadianisation, 5:30-1; 7:61-3

Contrôle étranger, 1:22

Déréglementation, 13:39-40

Forages sur contrat et services d'entretien des installations de forage, secteur, 28:47

Investissements, 11:32-3

Petites entreprises de prospection et de production, 5:31-2; 24:18-22, 34

Raffineries, 26:84

Régime fiscal, 12:16-8, 23

Investissements canadiens, 7:69

Mexique, 21:14

Motions, 11:4, 27; 12:5, 61, 101; 13:4, 6; 19:33, 35; 20:4-5, 7-8; 32:54

Norcen Energy Resources Limited, 4:20

PEP, 4:7-9, 10-1; 6:10-1; 11:13; 26:11-4

PITRC, 12:48

Petro-Canada, 1:23; 26:66, 71-4

Pétrole et gaz, exploration et développement, 4:11-2; 12:64

Pétrole et produits pétroliers

Approvisionnements, 1:42-3; 4:12-3; 5:28-9; 6:11-3; 12:9; 13:27-8; 28:46-7

Brut, 26:39; 28:26-7

Distributeurs indépendants, 23:29-31; 26:90

Importations, 20:14-5

Marché libre, hypothèse, 26:38; 27:20

Prix, 12:20, 21, 41-2; 21:16-8; 23:45-8; 24:23; 25:45-9; 26:14-6, 51-2; 27:20-3, 24; 28:6, 17-8, 19, 28

Tarifs, 26:83-4

Pipe-lines, 20:13-4

Procédure, 2:18; 10:36; 12:13; 21:12, 25

Programme énergétique national, 10:12-6; 11:20-23;

Recherche et développement, 2:12-3; 12:42-5, 54-6; 16:32-3

**Native peoples**

- Land claims, Bill C-92, ramifications, 31:6, 8-9, 12-4
- Northern development
  - Bid for licence, aboriginal rights considered part of equity, 31:17-8
  - Participation, 3:26-7; 4:21; 17:12, 13, 16-7
  - Socio-economic impact, 14:20-1; 30:12-3

**Natural Sciences and Engineering Research Council (NSERC)**

- Research grants, 12:46

**Natural resources**

- Revenues, federal-provincial sharing, 2:22-5

**Newfoundland**

- Offshore resources, agreement with Canada, 7:23, 35-6

*See also*

- Bill C-94
- Bill C-94, subject-matter

**Newsweek**

- "OPEC Drills a Dry Hole", article, January 28/1985, 8:17

**Niedermaier, John A., President, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; President, Badger Drilling Ltd.; President, Petro Well Servicing**

- National Energy Program
  - Discussion, 28:39, 40-2, 43, 45-6, 47, 48, 50, 51-2, 53, 55-6
  - Statement, 28:33-9

**Nielsen, Arne R., Chairman of the Board of Governors, Canadian Petroleum Association; Chairman of the Board, Chief Executive Officer and Director, Canadian Superior Oil Ltd.**

- National Energy Program
  - Discussion, 5:7-9, 10, 11, 12-4, 15, 16-8, 19, 20, 23-6, 28, 29-32, 34, 35-6
  - Statement, 5:5-7

**Niger**

- Drought, 7:11
- Energy technology, requests, 7:10

**Nixon, Richard, former President, United States, 21:20****Norcen Energy Resources Limited (formerly Medallion Petroleums)**

- Background, 4:5
- Costs, 4:32-3
- Energy policy, review, 4:6-7
- Enhanced oil recovery, 4:12-3
- Exploration activity, 4:8-9, 11, 24-5, 35-6
- PGRT and income taxes, 4:18, 19-20
- PIP grants, 4:10, 25
- Position and recommendations
  - NEP, 4:25-7
  - See also below*
  - PIP
- Natural gas, protection, 4:30-2; 5:36-8
- Oil industry
  - Canadian investment, 4:19, 29
  - Fiscal regime, 4:18, 27-8
- PIP, 4:15-8
- Regulations, 4:21-2
- Profits, 4:30, 34-5
- Research and development, 4:28

**Lefebvre, honorable Thomas Henri, sénateur (De Lanaudière)—Suite**

- Programme énergétique national —*Suite*
- Sables bitumineux, 10:19; 12:10, 30-1; 28:29
- Shell Canada Inc., 12:70, 72-3
- Suncor Inc., 28:71-5, 80
- Terres du Canada, 4:29; 6:13-4; 11:13, 20
- Texaco Canada Inc., 25:62-4
- Ultramar Canada Inc., 26:76-80
- Séances d'organisation, 1:4, 5, 6, 9, 10, 11-2, 13

***Life After Oil: a Renewable Energy Policy for Canada*, Robert Bott**

- Etude entreprise par Amis de la terre, 14:6-7, 8-9

**Loi concernant la mise en oeuvre de l'accord entre les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve et du Labrador sur la gestion des ressources en hydrocarbures extracôtiers et sur le partage des recettes correspondantes et apportant des modifications corrélatives ou connexes***Voir*

- Bill C-94
- Bill C-94, teneur

**Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve***Voir*

- Bill C-94
- Bill C-94, teneur

**Loi fédérale sur les hydrocarbures***Voir*

- Bill C-92
- Bill C-92, teneur

**Loi modifiant la Loi sur la taxe d'accise et la Loi sur l'accise et prévoyant un impôt sur les revenus pétroliers***Voir*

- Taxe d'accise, Loi et Accise, Loi, Loi modifiant et prévoyant un impôt sur les revenus pétroliers

**Loi modifiant la Loi sur le programme d'encouragement du secteur pétrolier***Voir*

- Bill C-85, teneur

**Loi modifiant la Loi sur l'économie de pétrole et le remplacement du mazout et la Loi sur le programme d'isolation thermique des résidences canadiennes***Voir*

- Bill C-24, teneur

**Loi sur l'accord entre le Canada et la Nouvelle-Ecosse sur la question des ressources pétrolières et gazières***Voir*

- Accord entre le Canada et la Nouvelle-Ecosse sur la question des ressources pétrolières et gazières, Loi

**Loi sur l'administration de l'énergie***Voir*

- Administration de l'énergie, Loi

**Loi sur le pétrole et le gaz du Canada***Voir*

- Pétrole et gaz du Canada, Loi



- Norcen Energy Resources Limited (formerly Medallion Petroleum)**—*Cont'd*  
*Simplicity, Efficiency, Fairness*, policy statement, 4:5, 8, 16, 17, 27, 29, 31; 4A:1-13  
 Training programs, 4:28
- North Sea**  
 Oil and gas exploration, costs, 11:13, 15, 19-20
- Northern Canada Power Commission**  
 Renewable technology, resistance, 7:33-4
- Northern Native Development Corporation**, 17:13
- Northern Pipeline, Special Senate Committee**  
 Enhanced oil recovery, inquiry, recommendations, 26:24
- Northwest Territories**  
 Alternative energy, 17:6-7, 24-5  
 Government  
   Brief, 17A:1-60  
   Northern business incentive policy, 17:14-5, 19-20  
   Northern exploration and development, role, 17:11-2, 24  
   Position and recommendations  
     Energy, national policy, 17:7, 15-6; 17A:6  
     25 per cent back-in, 17:20-1  
     North, development, 17:9  
     Incentives, 17:10-1  
     Oil exploration and production, 17:21-2, 26  
   Resource management and revenue-sharing, 17:6, 18-9, 26  
 NEP, impact, 17:5-6  
 Oil and gas  
   Industry, economic importance, 17:7, 9-10, 16, 25-6  
   Related activities, 17:26  
   Royalties, 17:18
- Northwest Territories Land Use Planning Commission**, 31:7
- Norway**  
 Oil industry, ownership, 7:63-4
- Nova Scotia**  
 Petroleum, management, legislation, 29:6
- OECD**  
*See*  
   Organisation for Economic Co-operation and Development
- OPEC**  
*See*  
   Organisation of Petrol Exporting Countries
- Oboe Engineering Ltd.**, 7:11
- Oil and gas exploration**  
 Activity, 2:7, 25-6; 5:8, 9  
   Drilling, 1972-1984, 12:86-88  
   Slowdown, 32:4-5  
   Tables and charts, 2A:10; 12A:63, 64  
 Canadian participation, 2:27-8; 15:19  
   Frontier projects, 4:14, 29-30  
 Costs, 2:6; 4:9, 32-4; 5:10-1; 12:83, 90  
   Frontier projects, 6:13-4; 10:18, 30-2  
   Heavy and conventional oil, comparison, 4:13-4; 5:10-1; 26:36
- Loi sur le Tribunal de la concurrence**  
*Voir*  
   Bill C-91
- Loi sur les terres territoriales**  
*Voir*  
   Terres territoriales, Loi
- Loi sur l'Office national de l'énergie**  
*Voir*  
   Office national de l'énergie, Loi
- Loi visant la réglementation des titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales, modifiant la Loi sur la production du pétrole et du gaz et abrogeant la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada**  
*Voir*  
   Bill C-92  
   Bill C-92, teneur
- Lucier, honorable Paul, sénateur (Yukon)**  
 Bill C-92, teneur, 29:11-2  
 Programme énergétique national  
   Arctique, région, 3:26; 4:20-2; 7:53-4; 14:18-21  
   Energie, 7:54  
   Essence, 9:13-4; 26:30-2, 57  
   Industrie pétrolière, 4:27-8; 6:17-8, 20-1; 7:51; 8:14-6; 24:36-7  
   Motions, 9:4, 25; 16:6, 33; 26:5, 76  
   Petro-Canada, 26:58-60  
   Pétrole et produits pétroliers, 20:23-6; 26:29, 37, 83; 27:23-4  
   Procédure, 9:17, 26  
   Recherche et développement, 7:22-3; 16:25-6  
   Tourisme, industrie, 9:13  
   Séances d'organisation, 1:8, 9
- MAINC**  
*Voir*  
   Affaires indiennes et du Nord canadien, ministère
- McAra, M<sup>me</sup> Cora, ancienne exploitante de station-service Petro-Canada, Gravenhurst, Ontario**  
 Mémoire, 23:7  
 Petro-Canada, rapports, 26:63-5  
 Programme énergétique national, discussion, 23:7-24
- McAra, M. George, ancien exploitant de station-service Petro-Canada, Gravenhurst, Ontario**  
 Mémoire, 23:7  
 Petro-Canada, rapports, 26:63-5
- McDermid, M. John, député (Brampton-Georgetown), secrétaire parlementaire du ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources**  
 Bill C-24, teneur  
   Discussion, 18:7-11, 12-3, 14, 15, 16-8  
   Exposé, 18:6-7  
 Bill C-85, teneur  
   Discussion, 22:8-9, 10, 11-4  
   Exposé, 22:6-7
- MacDonald, honorable David, co-ordinateur des secours canadiens visant à lutter contre la famine en Afrique**, 7:11
- MacLeod, M. Jack, président directeur général, Shell Canada Limitée**  
 Shell Canada Limitée, Assemblée générale annuelle, déclaration, citation, 28:7

**Oil and gas exploration—Cont'd****Costs—Cont'd**

Tables and charts, **2A:7; 12A:56**

Drilling rigs, **28:40-1, 44-5, 51, 52, 56**

Government involvement, **26:47**

Incentives, **2:16-8; 5:15-6; 6:9-10; 10:6-7, 8-12; 15:11-4, 18-20; 17:22-3, 26**

Canadian Exploration Expense (CEE), **10:10, 14**

Exploration tax credit, **22:12, 13; 29:13**

Response, **2:28, 29**

Specific fiscal arrangements, **30:7, 10-1**

Tax based, proposals, **2:20-2; 3:16-8; 6:10-1; 15:14**

**See also**

Petroleum Incentives Program

Investment, problems, **26:46-8**

Prices, impact, **1:38-9; 4:11-2; 27:21-2**

Profitability, **12:63-4**

Uncommercial developments, subsidization, disadvantages, **21:7-8, 16-7**

**See also**

Canada lands

**Oil & Gas Journal**

"Companies see stock trades as way to improve earnings," article, February 17/1986, quotation, **24:41**

**Oil and oil products****Crude**

Conventional light oil, **12:68**

Development, analysis, **26:7, 8**

Production costs, **26:36, 37-8**

Delivery time, **25:31-2, 33; 28:18-9**

Demand served by Canadian supply, **27:12-3; 32:10**

Exports, prices, **26:52**

Major domestic buyers, **27:7, 15**

**Marketing**

Brokers, **24:15**

Deregulation, **25:7**

Distribution, **32:11-2**

Equitable system, proposals, **24:11, 12-3, 28-31; 26:26-7**

Price not known in advance, **28:23**

Prorationing, **24:39-40, 41-2; 25:27, 54-6; 26:25-6, 39-40; 28:26-7; 32:29-31**

Supplementary sales, **24:11-2, 15, 27, 30, 40-1; 25:69-70; 26:26, 49-50; 27:19-20; 32:29, 31**

Transfer of ownership, **26:36**

U.S., comparison, **27:15**

Refined petroleum products, separate commodities, **23:26**

Shut in, **28:27-8**

Turnaround time, **24:28; 28:24**

**See also**

Oil industry — Refineries — Inventory

**See also below**

Heavy oil

Prices

Demand, reduction, **1:18, 35-6; 7:14-5; 32:8**

Dependence upon, **1:17, 41**

Diesel fuel, **23:75**

Enhanced oil recovery (EOR), **1:33-4; 4:12-3; 13:22-5**

Low prices, effect, **32:31-2**

Special considerations, **26:24**

Exports, **1:24; 2:6; 3:9; 19:8-9; 20:12, 13; 32:10, 11-2**

Committee recommendation, **19:9, 21**

Markets, **10:21**

Access, **13:41**

Monitoring and licencing, **20:11-2**

McNeil, M. Michael, directeur, Relations publiques et affaires gouvernementales, Association canadienne des automobilistes  
Programme énergétique national, discussion, **23:67, 69-72, 74, 77**

Maciej, M. Hans, directeur technique, Association pétrolière du Canada

Bill C-92, teneur, discussion, **30:8-9, 10, 11, 15, 20, 21**

Bill C-94, teneur, discussion, **30:20-1**

Programme énergétique national, discussion, **5:9, 11-2, 16, 17, 18-9, 20, 21-3, 24, 28, 32-4, 39**

Maddock, M. Douglas W., directeur, Relations avec le gouvernement fédéral, Texaco Canada Inc.

Programme énergétique national

Discussion, **25:62-3**

Remarques introductives, **25:39**

Mann, M. D.W., gérant de la planification, Division du pétrole et du gaz naturel, Direction des activités commerciales, BP Canada Inc.  
Programme énergétique national, discussion, **21:22, 25**

**Marathon Oil Company**

Filiales canadiennes, vente, **11:6, 24-5**

**Marché (Le) du pétrole en 1986, cinquième rapport du Comité**

Adoption, **32:54**

Présentation, **32:v**

Table des matières, **32:vii**

Tirage, **32:54**

**Marline Oil Corporation, 11:5**

Marshall, honorable Jack, sénateur, (Humber-Saint-Georges-Sainte-Barbe)

Programme énergétique national, **25:49-50, 64**

Maxwell, M. H.B., vice-président, Affaires gouvernementales, Suncor Inc.

Programme énergétique national

Discussion, **12:16-7, 21**

Remarques introductives, **12:7-8; 28:57-8**

Mayo, M. R.J., président, produits Petro-Canada, Petro-Canada Inc.

Programme énergétique national

Discussion, **26:46-7, 48, 51, 53-62, 63-5, 66-75**

Exposé, **26:41-6**

**Medallion Petroleums****Voir**

Norcen Energy Resources Limited

**Média**

Pétrole, industrie, reportage, **15:6-7, 14**

Shell Canada Limitée, établissement des prix de l'essence, politique, interprétation, **28:7-8**

**Mer du Nord**

Pétrole et gaz, exploration, coûts, **11:13, 15, 19-20**

Mercier, M. J.A., président, Universal Explorations (83) Ltd.

Programme énergétique national

Discussion, **24:13, 16, 17-21, 24-5, 26-7, 28-9, 30, 31, 32, 33, 34-5, 36, 37, 38-9, 40, 41, 42, 43**

**Oil and oil products—Cont'd****Exports—Cont'd**

Restrictions, 13:29-31

Tables and charts, 2A:4

Free market, assumption, 23:26, 32-3; 24:23; 26:18, 38; 27:7, 19, 20

Fuel oil, prices, 23:50-1, 52

**Heavy oil**

Demand, 19:15

**Development**

Analysis, 26:7-8

Necessary components, 26:15-6, 18-24

Diluents, 26:23

Economic benefits, 10:23-5

Exports, 1:35; 10:26-7

Markets, 26:22

**Production**

Costs, 23:26; 26:8-9, 36

Economic considerations, 12:25-30

Increase, consequences, 10:28; 28:28

Potential, 10:16-8, 20-1

Projects, 8:25; 28:59

Recovery, 12:10

Upgrading, 10:27-8, 30, 33; 13:29

Committee position, 32:9

**Imports**

Crude oil, 20:14-6; 32:10

Refined products, 23:30-1, 42-5, 50, 52-3; 26:81-3, 89-90

Desirableness, 32:38

Unrestricted, 20:12-3; 26:79-80

International market, changeableness, 32:3

**Oil crises****Consequences**

Large corporations, 25:29

Small producers and explorers, 23:25

Relief, proposals, 23:33-4, 48-9; 25:40-1; 28:37-8, 41-4

Scope, 28:55

**Prices****Canadian**

Data, lack of availability, 23:28, 42

Market-sensitivity, 20:18-9

U.S. and world markets, disparities, 23:45-8; 24:11-2, 13-5; 25:34, 45-50; 26:44

**Crude**

Activity price option, proposal, 28:38, 39-40, 41-4, 52-4

**Administered price**

Committee position, 32:22

NEP schedule, experience, 19:7-8

Proposals, 27:22-6; 28:21-3

**Chart, 21A:3**

Decreases, impact, 12:19-20; 23:57; 24:11; 25:41; 32:4, 7-8, 9

Deregulation, 7:42-3, 66, 67; 11:28; 12:91; 13:31, 41-2; 15:18; 19:8

Economic impact, 6:26

Determination, 1:26-9; 5:22-4; 7:41-2; 8:17-8, 41-4; 12:28-30; 24:14

Exports to U.S., 26:52

Fall, 23:26; 24:16-7

Floor, 10:30, 32-3; 19:17-8; 27:22-3

Committee recommendation, 19:18, 21

Justification, 26:27-8

Opposition, 21:16-7; 25:41

Proposals, 23:33; 24:11, 23, 32-6; 26:15-6; 28:37-8, 39-40, 52, 54; 32:14-5

Forecasts, 8:7; 12:20, 21, 41-2, 56-7; 13:8-9, 12-3; 21:17; 25:40, 64; 26:43

Heavy and light, comparison, 10:27

Posted prices, 25:18-9, 50-4; 26:48-9; 28:6

**Mercier, M. J.A., président, Universal Explorations (83) Ltd.—Suite**

Programme énergétique national —Suite

Exposé, 24:6-8

Notes biographiques, 24:7

**Mexique**

Pays producteur de pétrole, classification, 21:14

**Miles, M. P., directeur général intérimaire, Etudes de l'énergie; directeur général, Réglementation de l'énergie, Office national de l'énergie**

Programme énergétique national

Discussion, 13:12, 13-4, 15-22, 25-6, 27, 28, 29; 20:25-6

Exposé, 13:8-11

**Mobil Oil Canada Ltd.**

Recherche et développement, 1:23

**Molgat, honorable Gildas L., sénateur (Ste-Rose)**

Programme énergétique national

AIE, 12:51

Energie, 3:28-9, 30; 13:20

Energie, conservation, 13:15-6

Energie, politique, 15:18-9

Energie, ressources, 16:18-20

Energie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent, 13:8

Etats-Unis, 12:76

Exportations, 7:29-30

Gaz naturel, 12:80

Gouvernement, dépenses, 7:28-9

Impôt sur le revenu, 11:17-8

Industrie pétrolière, 4:14-5; 7:56; 15:8-10

Motions, 12:4, 5, 24, 34; 15:4, 32; 17:4, 27

PCRP, 12:46-9

PEN, 1:31-2

PITRC, 12:46-9

Petro-Canada, 7:61

Pétrole et produits pétroliers, 8:30-3; 12:10, 15-6, 21, 31

Procédure, 7:69; 13:19

Recherche et développement, 12:49-50; 16:18

Roxy Petroleum Ltd., 15:31

Territoires du Nord-Ouest, 17:26

**Morgan, M. Gwyn, président, directeur et membre du comité de direction, Independent Petroleum Association of Canada**

Comparution devant le Comité, juin 1984, 1:19

Programme énergétique national

Discussion, 3:11, 12-5, 16-9, 20, 21-3, 24-9, 30-4

Exposé, 3:5-10

**Mulroney, très honorable Brian, premier ministre**

Canertech Inc., promesse, 7:29

Investissements étrangers, position, 11:28

**National Energy Act (Etats-Unis)**

Propriété, dispositions, 7:39

**Newsweek**

«OPEC Drills a Dry Hole», article, 28 janvier 1985, 8:17



**Oil and oil products—Cont'd**

## Prices—Cont'd

## Crude—Cont'd

## Posted prices—Cont'd

Actual prices, relationship, 27:14

Determination, 25:12-5, 45-7, 57-8; 26:44-5, 46, 51-2; 27:18-9; 28:14-8, 29-30, 46-7, 71; 32:27, 29

Evolution, 27:30

Fluctuations, 32:3

Formula based on U.S. West Texas Intermediate (WTI)

price, 27:7-8, 10-2, 13

Abandon, 27:8, 11

Benefits, 27:9

Monitoring, Committee recommendation, 32:1, 20

NYMEX (New York Mercantile Exchange) benchmark, 28:15-7

U.S., comparison, 27:13-4; 28:19-21; 32:19-21

Chart, 32:21

Prospects, 28:28-9

Supplementary market, 27:27-8; 32:31

Undervaluation, 21:10; 27:14, 17, 20-2, 28

Volatility, 26:76-7, 90

World, 13:9, 13-5; 26:22-3

Adoption, recommendation, 2:9-11

Potential problem, 1:32-3

Fall, 20:12, 27

Repercussions, 2:11; 26:14-5; 27:8-9; 30:13

Forecasts, 6:23-4

Sharp increase, consumer protection, 19:5, 18-9

Committee recommendation, 19:18, 21; 32:19

Increases, impact, 1:15-6, 36-7

Rack pricing, 23:51; 25:20-1, 35-8, 60; 26:89; 28:26

Retail, 20:16-7; 25:7, 19; 26:30-1, 46

Consumers' expectations, 26:45

Decreases and increases, time lag, 24:12, 16; 25:21-2, 47-50, 67-9; 26:35, 36; 27:18

Monitoring, Committee recommendation, 32:1, 23

Relationship to crude oil prices, 25:11-2; 26:6-7, 32; 27:17; 32:33

Unwarranted increases, prevention, 32:22

Stability, definition, 26:18-9

Synthetic crude, 28:83

Tables and charts, 1A:11-2; 5A:10; 12A:38, 39; 13A:3; 20A:6, 8, 10

**Production**

Conventional oil, 11:8

Chart, 11A:7

Costs, 2:6-7; 4:13-4, 32-4; 12:25-7; 14:27; 26:7-9

Frontier regions, 6:13-4; 10:18, 31-2

Heavy oil, 10:30

Tables and charts, 2A:8

Decline, 2:6

Tables and charts, 2A:5

Fiscal sensitivities, 12:90

Chart, 12A:66

Incentives, 12:84-6; 15:24, 26

Prices, link, 26:21

**Refined products**

Cost structure, 26:45

Free trade, facilitation, 23:28

Specifications, restriction to competition, 23:52

**Revenues, sharing, 7:43-4**

Federal-provincial, 2:22-5

Governments and industry, 1:20; 2:7

Tables and charts, 2A:9

**Storage program, 2:31-2****Strategic importance, implications, 8:40-1; 19:3****Supplies**

Conventional light oil, 2:15-6, 29; 5:9, 18; 19:15; 20:23-6; 28:61

Niedermaier, M. John A., président, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; président, Badger Drilling Ltd.; président, Petro Well Servicing

Programme énergétique national

Discussion, 28:39, 40-2, 43, 45-6, 47, 48, 50, 51-2, 53, 55-6

Exposé, 28:33-9

Nielsen, M. Arne R., président du Conseil des gouverneurs, Association pétrolière du Canada; président du Conseil d'administration, administrateur, directeur général, Canadian Superior Oil Ltd.

Programme énergétique national

Discussion, 5:7-9, 10, 11, 12-4, 15, 16-8, 19, 20, 23-6, 28, 29-32, 34, 35-6

Exposé, 5:5-7

**Niger**

Sécheresse, 7:11

Technologie énergétique, demandes, 7:10

Nixon, Richard, ancien président, Etats-Unis, 21:20

Norcen Energy Resources Limited (anciennement Medallion Petroleum)

Coûts, 4:32-3

Formation, programmes, 4:28

Historique, 4:5

PEP, subventions, 4:10, 25

Politique énergétique, étude, 4:6-7

Position et recommandations

Gaz naturel, protection, 4:30-2; 5:36-8

Industrie pétrolière

Investissement canadien, 4:19, 29

Régime fiscale, 4:18, 27-8

PEN, 4:25-7

PEP, 4:15-8

Règlements, 4:21-2

Profits, 4:30, 34-5

Prospection, activités, 4:8-9, 11, 24-5, 35-6

Recherche et développement, 4:28

Récupération améliorée du pétrole, 4:12-3

Simplicité, efficacité, équité, énoncé de politique, 4:5, 8, 16, 17, 27, 29, 31; 4A:1-13

TRPG et impôts, 4:18, 19-20

Northern Native Development Corporation, 17:13

**Norvège**

Industrie pétrolière, appartenance, 7:63-4

**Nouvelle-Ecosse**

Pétrole et gaz, administration, loi, 29:6

OCDE

Voir

Organisation de Coopération et de Développement Economique

**ONE**

Voir

Office national de l'énergie

**OPEP**

Voir

Organisation des pays exportateurs de pétrole

**Oil and oil products—Cont'd**

## Supplies—Cont'd

- Depletion, 1:17-8; 8:33
- Elasticity in response to price, 2:17-8; 5:8-9, 11-2; 8:24-5, 31-3, 42-4; 13:25-6; 26:21-2; 32:7-8
- Electricity, comparison, 1:21
- International surplus, 19:15; 28:67-8
- Prospects, 2:6, 28-9; 10:19, 20-1
- Protection, 1:19; 5:37-9; 13:40; 19:9, 17-8
  - Canadianization of industry, 19:19
  - Committee recommendations, 19:9, 18, 21
  - Emergency reserve, 19:17
- Reserves, 1:16, 20, 24, 42-3; 2:6, 30; 4:32; 5:8-9; 12:9-10; 13:10, 22-4
  - Beaufort Sea, 6:13; 13:28
  - Hibernia, 1:25; 13:28
  - Increase, 24:43
  - Per successful well, 12:83
  - Replacement cost, 31:22-4
  - Tables and charts, 1A:14, 16, 18; 2A:6; 8:40; 12A:1, 55; 13A:8
- Security, 1:17, 41; 3:28-30; 5:17-9, 28-9; 6:11-3; 32:9-10, 11-2
  - Outlook, 25:41
- Self-sufficiency
  - Objective, assessment, 5:17-22; 21:18
  - Oil sands, contribution, 28:61
- Western Canadian crude, shut in, 20:17-8; 21:10-1; 28:46-7
- Western sedimentary basin, 2:7, 15-6; 5:10-1, 20-1; 8:40; 10:17
  - Chart, 20A:12
- See also
  - Oil and gas exploration
- Supply and demand, 5:21-2; 13:10-1, 27-8, 31
  - Charts, 13A:9, 10, 13
  - Shortfalls, free market response, 21:19-20
- Tariffs, Canada and other countries, 26:79-80, 83-4; 26A:7
- Taxation, 25:42
  - Special taxes, reduction, proposals, 9:7, 10; 26:17-8, 29-30; 28:38
- Wells, abandonment, 32:32
- See also
  - Gasoline

**Oil industry**

## Activity

- Background and outlook, 4:5-6; 5:6-8; 6:25-6; 8:7-8
- Canadian companies and Canadian branches of multinationals, comparison, 10:11-2
- Decrease, 5:29-30; 25:6-7
- Incentives, 6:9-10; 8:6-7; 12:73, 84-6; 15:24, 26-7
- Increase, 3:9-12
- Oil prices, decline, impact, 26:14-5, 31-2
  - Counterbalancing policies, proposals, 23:33; 24:11, 23, 32-6; 26:15, 17-8, 29-30, 35
- Pre-NEP, 3:20, 21
- Anti-competitive practices, 23:46, 47-8; 25:21-2
- Authority for expenditure (AFE), 24:25, 31-2
- Canadianization
  - Canadian ownership special charge, 9:7, 9-10
  - Committee recommendation, 19:19, 21
  - Government, role, 15:10
  - Investment, encouragement through normal market forces, 8:6, 28; 10:7
  - NEP, role, 3:22-3; 7:44-5, 61-3
    - Result, 12:97-8
  - Objective, national interest, 19:4, 19
  - Proposals
    - COR requirement, 6:27-8

**Oboe Engineering Ltd., 7:11****Office national de l'énergie (ONE)**

- Energie (L') au Canada: offre et demande, 1983-2005*, 13:6-8, 22
- Fonds, 20:20
- Interprovincial Pipeline Ltd., demande d'expansion, 20:11, 22-3
- Mandat, responsabilités, rôle, 13:39-40; 20:11-2, 19-20
  - Compétence, 20:31
  - Conseils donnés au ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources, 20:31
  - Limitations, 20:17, 22; 24:31
- Mémoire, 13A:14-26
- Personnel, 20:20
- Position et recommandations
  - Energie
    - Politique nationale, 13:18-9
    - Ressources nouvelles et renouvelables, 13:22
  - Pétrole, prix, déréglementation, 13:41-2
  - Pétrole et gaz, exportations, 13:30-1
    - Critères, 1:18-9, 35; 8:21
- Présentation, 6 mars 1986, déclaration préliminaire, 20A:1-12
  - Résumé, 20:11-2
- Prise de conseil avant de répondre aux questions, 20:32
- Projections
  - Energie, demande, 13:9-10, 17-8, 19-22
  - Graphiques, 13A:18, 19, 20
- Gaz naturel
  - Offre et demande, 13:11, 37-8
  - Graphiques, 13A:25, 26
- Réserves, 13:11, 31-3, 36-7
- Excédent, calcul, 13:35-6
  - Graphique, 13A:24
- Pétrole
  - Offre et demande, 5:21; 13:10-1, 27-8; 28:61
  - Graphiques, 13A:22, 23, 26
- Prix, 13:8-9, 12-3
  - Tableaux et graphiques, 13A:16; 20A:7, 9, 11
- Réserves, 2:7; 13:10, 22-6
  - Graphique, 13A:21

**Office national de l'énergie, Loi**

- Art. 83 — Considération applicable à la délivrance de licences, 13:40
- Dispositions, résumé, 20:19, 20

**Oil & Gas Journal**

- «Companies see stock trades as way to improve earnings,» article, 17 février 1986, citation, 24:41

**Oliver, M. W.L., vice-président, Affaires gouvernementales, Groupe des ressources, Suncor Inc.**

- Programme énergétique national, discussion, 12:9-11, 14-6, 17-21, 25-9, 31-4

**Olson, honorable Horace Andrew, sénateur (Alberta-Sud) (président suppléant, fascicule n° 20)**

- Bill C-24, teneur, 18:9-11
- Bill C-85, teneur, 22:8-10
- Bill C-92, teneur, 31:14-5, 16, 17
- Programme énergétique national
  - Automobiles, 9:16-7
  - Arabie Saoudite, 28:67-8
  - Arctique, région, 17:13-5
  - Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, 28:41-5, 49-50, 51

**Oil industry—Cont'd**Canadianization — *Cont'd*Proposals — *Cont'd*

## PIP

Replacement, 7:45-6, 68

Uniform rate, 2:27-8

Purchase by Canadians of equity, incentives, 2:9, 18-20; 3:19, 24-5; 4:29; 5:30-1; 7:68-9; 15:10, 19, 21-2

*See also*

Canada lands — Exploration and development

Capital availability, 26:19-20

Cartel, 23:26

Competitiveness, 25:32, 35-6, 42, 68-9

Lack, 23:41; 27:30

Concentration, 21:24; 24:25; 25:32

Countermeasures, need, 23:25-6

*See also*

Vertical integration

**Contract drilling and service rigs sector**

Activity, 28:34-5

Decline, 28:55-6

Cost, 28:36-7

Long-term implications, 28:47-8

Dependence on explorers and producers, 28:51

Dramatic increase, rapidity of response, 28:41, 50

International scene, 28:56-7

1986, forecasts, 28:36

Drilling rigs, 28:40-1, 44-5, 51, 52, 56

Employment, 28:35-6, 40

Expenditures, Canada benefits, 28:36, 55

Insurance premiums, 28:55

Investment, 28:35

Payroll, 28:36

**Conventional oil and gas sector**

Development, role of small companies, 12:64; 15:26; 24:8, 10

Drilling activity, 12:86-8

Structural problems, 12:63-4

*See also below*

Government aid

Costs, 15:23-4, 25; 26:36, 37-8

Deregulation, 13:39-40; 25:66

Canada and U.S., comparison, 24:39

Support, 24:18

Economy, impact, 3:8-9; 6:25-7

*See also below*

Employment

Electric industry, comparison, 1:27

Employment, 28:35-6, 40

Job creation, 3:7, 8, 15-6; 5:34-5

Lay-offs, 24:24; 26:67-8

**Financial situation**

Cash flow, 5:32-3; 11:7-9

Utilization, 3:21; 5:15-6, 18-9; 11:10-1, 32-3

Indebtedness, 3:21-4; 8:10-1, 40; 11:9

Key indicators, 8:36-7, 39

Profits and losses, 3:10; 6:17-9, 20-3; 8:27, 35-6; 10:22-3; 25:7

After-tax return, 4:34-5; 7:65-6; 12:84-5; 15:15, 32; 25:42; 26:42-3

Charts, 4A:2; 12A:60

Statistics, 15:6-7, 8-10, 14

Use, 24:17-8

**Fiscal regime, 10:13-5**

Investments, impact, 11:29; 12:69, 83

Multinational companies, 10:14-5, 30; 21:6-7, 18

Oil sands projects, 5:10; 12:13-9, 21-4

Charts, 12A:2, 3

Other industries, comparison, 1:41-2; 3:6, 20-1; 7:57-60; 8:25-7; 11:10; 15:29

**Olson, honorable Horace Andrew, sénateur (Alberta-Sud)...—Suite**Programme énergétique national — *Suite*

Energie, politique, 12:13; 28:79

Energie, ressources, 7:23-6

*Energie (L') au Canada: offre et demande, 1983-2005*, Office national de l'énergie, rapport, 13:7-8

Energie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent, 20:21, 26-7

## Essence

Exploitants de stations de service, 23:12-6, 19-20; 28:11-3

Prix, 9:21-2; 21:22-4; 23:59-62, 68-70; 28:11, 13-4

Etats-Unis, 12:75-6

Gaz naturel, 2:25-7; 12:80; 13:31-7

Impôt sur le revenu, 11:16-7; 12:93-4; 15:7-8

Industrie pétrolière, 3:18-21; 5:20; 8:37; 11:29-32; 12:95-6; 13:40-1; 15:23-4

Motions, 13:4, 5, 8; 19:34, 35

PEN, 8:9-12

PEP, 6:16; 12:100-1

Petro-Canada, 23:34, 35-8

Pétrole et gaz, exploration et développement, 2:16-8; 10:8-12; 12:86-7, 88

## Pétrole et produits pétroliers

Approvisionnements, 1:24-6; 2:15-8; 5:8-10, 22-4; 20:17-8

Distributeurs indépendants, 23:53

Importations, 20:12-3

Marché libre, hypothèse, 23:32-3

Offre et demande, 13:28

Pétrole lourd, 10:16-7, 20-1, 26-8; 12:25-30; 13:29

Prix, 13:12; 28:18

Récupération assistée, 13:22-5

Procédure, 8:34; 9:17; 10:13, 24, 36; 13:9, 18; 20:10, 11, 13, 17, 18, 21, 30, 31, 33; 23:50

Recherche et développement, 12:51-2

Sables bitumineux, 28:80-1

Shell Canada Limited, 28:9-10, 30-1, 32

Suncor Inc., 28:63-7, 76

Terres du Canada, 6:15-6; 7:48-50

Séances d'organisation, 1:12

**Ontario**

Essence, prix dans le Nord et dans le Sud, étude, 26:55

## Gouvernement

Energie, ministère, 7:36

Gaz naturel, prix, position, 8:8, 15, 18

Suncor Inc., propriétaire partiel, 28:73

Uranium, industrie, aide, 28:79-80

Industrie pétrolière, retombées économiques, 28:36, 55

**Orchard, M. Dennis, directeur, Programmes énergétiques domiciliaires, Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources**

Bill C-24, teneur, 18:9, 12, 13, 15, 17

Programme énergétique national, discussion, 12:46-7

**Organisation de Coopération et de Développement Economique (OCDE)**

Energie, recherche et développement, position, 16:16, 17-8

**Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)**

Création, raisons, 26:6

## Pétrole

Prix, influence, 12:28-9; 13:14; 21:17

Réserves mondiales, domination, 19:3-4; 32:10



**Oil industry—Cont'd****Fiscal regime—Cont'd****Reform**

- Federal-provincial agreement, **11:29-32**
- Impact, **3:13-6, 18-9; 6:26; 8:16, 23-4; 11:28; 12:19**
- Incentives, **5:24-6, 30; 7:45-6, 66-7**
- Incremental oil revenue tax, **12:17**
- Objectives, **6:7, 15-6, 24-5**
- Proposals
  - Elements creating double taxation, elimination, **3:24**
  - Heavy oil production, **26:23-4**
  - Profit-based tax, **8:12, 33-5, 37-9; 12:92-4**
  - Tax-incentive system, **10:8-11**
  - Taxes and royalties, elimination or reduction, **3:12-3, 18-20; 4:15-6, 18; 8:15; 12:89-90; 15:16-18, 20-1**

Provinces, reaction, **12:95-6**

Support, **4:27-8**

Royalties, **2:24; 8:30-1**

Discrepancies, **26:40**

Northwest Territories, **17:18**

Reductions, **12:96**

Impact, **8:23-4; 28:37**

Proposals, **4:18; 11:30-2; 15:17, 28; 28:45-6**

Taxation, **3:20-1; 7:56-7; 11:9-10, 16-8; 15:27-8; 19:11**

Western Accord, modifications, **21:18-9**

**See also**

Petroleum and gas revenue tax

Foreign control, **1:22-3, 29; 7:64-5**

Other countries, comparison, **7:63-4**

Gasoline prices, setting, **23:8, 13-5, 18-9, 40-1, 42**

**Government**

Obligations, lack of appreciation of, **7:53**

Role, **8:17-20, 29, 43; 10:33-5; 25:64-6; 30:18-20**

Government aid, **24:24-5; 32:4, 13-4**

Conventional oil and gas sector, **32:14-6**

Committee recommendation, **32:1, 14**

Funding, **32:18-9**

Nonconventional oil producers, **32:16-8**

Committee recommendation, **32:1, 17**

Sunset clause, **32:19**

Withdrawal, desirability, **19:4, 11**

**Independent distributors**

Canadian refineries, relations, **23:29-32, 40; 25:29-30; 32:37**

Contractual arrangements, **23:52, 53**

U.S. suppliers, comparison, **23:38-9; 26:66**

Unfair trade practices, **23:30, 47-8; 26:65-6**

Economic role, **23:28-9**

Market share, **23:43**

Profit margin, **23:29-30, 37**

U.S. imports, **26:89-90**

Attendant difficulties, **23:30-1, 42-5**

Regina loop, **23:50, 52-3**

**Investments**

Acquisitions and exploration projects, comparison, **25:66-7**

Canadian, **4:19, 29; 5:16**

Incentives, **15:22**

Capital, **3:10**

Decisions, **8:7, 11-2, 27-8; 12:65-9, 71-2**

Key factors, **11:7**

Charts, **12A:42, 43, 44**

Economic and fiscal impact, **3:8-9**

**Increase**

Needs, **25:40, 41-2**

Proposals, **5:32-3; 6:28-9**

Investor confidence, **8:35-7; 11:28-9; 26:19**

New equity, creation, **3:9, 11, 31-3; 15:15-6, 31-2**

Reinvestment, **5:23-4; 6:22-3; 11:10-1, 32-3**

**Overvelde, M. G.J., Francis Fuels Ltd., Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers**

Programme énergétique national, discussion, **23:51-2**

**PAREX (Partnership for Atlantic Region Exploration), 11:12**

**PARI***Voir*

Conseil national de recherches — Recherche industrielle, Programme d'aide

**PCR***Voir*

Remplacement du pétrole, programme canadien

**PEEE***Voir*

Processus d'examen des évaluations environnementales

**PEN***Voir*

Programme énergétique national

**PEP***Voir*

Programme d'encouragement du secteur pétrolier

**PERIF***Voir*

Forêts et produits forestiers, industrie — Energie renouvelable dans l'industrie forestière, Programme

**PESP***Voir*

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PEP)

**PITRC***Voir*

Isolation thermique des résidences canadienne, programme

**PPIL***Voir*

Conseil national de recherches — Projets Industrie-Laboratoire, Programme

**Pacific Gas and Electric Co.**

Energie, conservation, **7:17**

**Padley, M. Barry, vice-président, Finances, Roxy Petroleum Ltd.**

Programme énergétique national, discussion, **15:7-10, 12-5, 17, 19-20, 28-9, 31-2**

**Pan Ocean Oil Ltd., 11:23-4, 25**

**Panarctic Oils Ltd., 12:28; 17:6**

**PanCanadian Petroleum Limited**

Diapositives, **27:10, 12-14, 15-6, 17, 28**

Position et propositions

Gaz naturel, prix, déréglementation, **27:27**

Pétrole brut, prix, **27:8-9, 22-5, 30**

Ventes aux Etats-Unis, **27:26**

**Oil industry—Cont'd**

Investments —Cont'd

Reinvestment—Cont'd

Graph, **11A:9**Management, **8:6**Canadian expertise, **10:25-6**Markets, access, **13:40-1**Mobility, **1:38-9**Objectives, **1:19-20, 28-9, 30**

Oil products industry

*See below*

Refineries

Refineries

Capacity, utilization, **25:34-5**Concentration, **25:32; 26:46; 27:25-6; 32:33-4**Producers, response, **27:26**Costs, **25:16-7, 26-7**

Crude oil

Exchanges (swapping), **25:16, 53-4, 71; 32:37**Nominations, alteration, **21:12, 16; 32:29-30**Purchase price, **26:53; 27:18-9**Supplementary market, access, **26:49-50**Exchange agreements, **26:85-7; 28:82-3, 84***See also above*

Crude oil — Exchanges (swapping)

Financial situation

Capital investment, returns, **25:7-8, 26:42-3, 80**Losses, **26:45**Profit margins, **27:28; 28:8***See also below*

Revenues

Imports of refined products, potential threat, **26:81-3**

Inventory

Turnaround time, **24:28; 25:31-2, 33, 49-50; 26:37, 44; 28:7, 9-10, 24**Valuation, **25:19-20, 47-9**Investment needs, **25:40; 28:8**Lack of representation, **26:84**Letter from Minister of Energy, Mines and Resources concerning gasoline prices, response, **26:56-7**Oil substitution policy, consequences, **26:87-8**Operating environment, difficulties, **28:8**Market manipulation, **24:28-31**Public policy concerning, responsible department, proposal, **26:83**Rationalization, **32:8**Regional and national refiners, comparison, **26:88-9**Retail distributors, relations, **32:34, 38**Surplus production, sale, **26:80**Surplus retail outlets, sale under non-petroleum use covenants, **32:38**Wholesale pricing, **32:36-7***See also*

Gasoline — Prices — Rack pricing

Regulatory processes and regulations, **5:26-8; 13:38-40**Research and development, **4:28; 15:25-6**Resources supply, disappearance, response, **1:34-5**Restructuring, **25:6-7; 30:21**Revenues, **1:16, 19; 5:11-2, 19-20, 32-3; 7:69; 11:8-9**Decrease, **25:40**Netbacks, **2:17-8; 3:6; 8:27-8**Sharing between governments and industry, **4:6, 13; 5:12, 27; 7:43-4, 51-2, 55-7; 8:16, 30-1**Tables and charts, **1A:15; 5A:10; 11A:8-9**

Small explorers and producers (juniors)

Activities

Conventional reserves, development, **12:64; 15:26; 24:8, 10, 43**Frontier lands, **30:13-4****Passmore, M. Jeff, président, Passmore Associates International***Energie renouvelable: l'innovation à l'oeuvre*, **7:13**

Programme énergétique national

Discussion, **7:14-7, 18-9, 21-2, 23-5, 27, 28, 29-31, 34, 35, 36-7, 39-40**Exposé, **7:6-14****Pays en voie de développement (Tiers monde)**Assistance, **7:11-2**Energie, technologie, demandes, **7:10, 30****Pegg, M. C.W., conseiller, Questions commerciales, Shell Canada Limitée**Programme énergétique national, discussion, **28:11, 13-4, 26****Penrose, M. Don, vice-président, Planification et administration, Petroles Esso Limitée**Programme énergétique national, discussion, **25:12, 21, 22, 27, 32, 35-6****Petro-Canada**Acceptation en tant qu'entité sur le marché canadien, **26:73-4**Acquisitions, avantages, **26:71**Gulf Canada Limitée, **26:68-70**

Activités

Impératifs du marché, adaptation, **26:42**Orientation, **25:42**Profits dans le secteur en aval, conséquences, **26:75**

Essence

Distributeurs indépendants, ventes, **23:29-30, 32, 36-7; 26:65-6**Prix, fixation, **23:8-9, 12, 14, 17, 19; 26:56-7, 58-9, 61, 74**Vente au détail, part du marché, **26:71**Licenciements, **26:67-8**Mémoire, citations, **26:46, 51**PEN, bénéficiaire, **7:45**Pertes, activités en aval, **23:27, 34-8; 26:66-7**

Pétrole brut

Commercialisation, **26:49**Prix, diminution, répercussions, **26:43-4, 46**

Politiques concernant, propositions

Envergure, réduction, **23:27, 41-2**Ministre responsable, changement, **23:28***Statu quo*, conservation, **7:47-8, 61**

Raffinage et marketing, division

Mandat, **26:43, 46**

Pétrole brut

Achats, **26:49**Prix affichés, **26:51-2, 53**Rendement des capitaux, évaluation, **26:74-5**Rentabilité, **26:71-2**Stocks, roulement, délai, **26:45**Rapport annuel, **1985, 23:34, 49**Rôle, **1:23, 32; 4:29; 5:30-1; 9:14; 25:30-1**Sables bitumineux, exploitation, **5:10**

Stations de service

Ententes contractuelles avec les exploitants, **23:8-9, 12; 26:58-9, 60-3, 71-2**Non respect, réponse, **23:15-7, 19-20; 26:63-4**Excédentaires, disposition, **26:59-60**Terres du Canada, exploitation, participation, **6:15; 12:28**Vente proposée d'une partie au secteur privée, **7:64, 65**

**Oil industry—Cont'd**

Small explorers and producers (juniors) —Cont'd

Activities —Cont'd

Overextension, 5:14; 11:33-4; 15:11-2

Assistance, needs, 32:14-6

Brief to Premier of Alberta, April 7/86, 23:33; 24:11, 33-4; 25A:7-10

Characteristics, 24:9-10

Efficiency, major oil companies, comparison, 24:24-6

Employment opportunities, 24:36-7

Incentives, 4:14-6; 5:24-5, 31-2; 12:69-73, 84-6; 24:9

Chart, 12A:59

Lack of representation, 24:9, 13, 18-21

Marketing

Difficulties, 24:11-2, 13-7, 23, 28-31, 42

Equitable system, proposals, 24:11, 30-1; 25:55-6

*See also below*

Pipeline, access

Oil prices, 26:51-2

Fall, impact, 24:10, 21-3

Stabilization, recommendation, 23:33; 24:11, 23, 32-6

Pipeline, access, 24:11-2, 26-7, 42

Position

*Canadian Energy Policy*, Committee interim report, 24:6

Energy policy, 24:7-8, 19-20

Free enterprise system, 24:37-9

Grants, 24:6

PGRT, elimination, 24:33-4

Western Accord, 24:37

Production, 24:34

Purchase by large company, problems, solutions, 25:64-5

Vertical integration, 19:8; 32:34

Major integrated companies, 27:15-6

Upstream and downstream sectors, relations, 25:15-6

*See also*

Tar sands

**Oil Marketing: 1986, fifth report of Committee**

Adoption, 32:50

Presentation, 32:v

Printing, 32:50

Table of contents, 32:vii

**Oil sands***See*

Tar sands

**Oil Substitution and Conservation Act and the Canadian Home Insulation Program Act, Act to amend, subject-matter***See*

Bill C-24, subject-matter

**Oliver, W.L., Vice-President, Government Affairs, Resources Group, Suncor Inc.**

National Energy Program, discussion, 12:9-11, 14-6, 17-21, 25-9, 31-4

**Olson, Hon. Horace Andrew, Senator (Alberta South) (Acting Chairman issue no. 20)**

Bill C-24, subject-matter, 18:9-11

Bill C-85, subject-matter, 22:8-10

Bill C-92, subject-matter, 31:14-5, 16, 17

National Energy Program

Arctic regions, 17:13-5

Automobiles, 9:16-7

Canada lands, 6:15-6; 7:48-50

**Petro-Sun International Inc., 7:11****Pétrole et gaz**

Exploration et développement

Activités, 2:7, 25-6; 5:8, 9

Forage, 1972-1984, 12:86-8

Ralentissement, 32:5

Tableaux et graphiques, 2A:27; 12A:133, 134

Coûts, 2:6; 4:9, 32-4; 5:10-1; 12:83, 90

Pétrole lourd et classique, comparaison, 4:13-4; 5:10-1; 26:36

Tableaux et graphiques, 2A:23; 12A:126

Terres domaniales, 6:13-4; 10:18, 30-2

Encouragements, 2:16-8; 5:15-6; 6:9-10; 10:6-7, 8-12; 15:11-4, 18-20; 17:22-3, 26

Crédit d'impôt à la prospection, 22:12, 13; 29:13

Déduction des frais d'exploration engagés au Canada, 10:10, 14

Dispositions fiscales particulières, 30:7, 10-1

Incitatifs fiscaux, propositions, 2:20-2; 3:16-8; 6:10-1; 15:14

Sensibilité aux, 2:28, 29

*Voir aussi*

Programme d'encouragement du secteur pétrolier

Forage, installations, 28:40-1, 44-5, 51, 52, 56

Gouvernement, intervention, 26:47; 30:18-20

Investissements, difficultés, 26:46-8

Participation canadienne, 2:27-8; 15:19

Terres domaniales, 4:14, 29-30

Prix, répercussions, 1:38-9; 4:11-2; 10:32-3; 27:21

Rentabilité, 12:63-4

Travaux non rentables, subventions, désavantages, 21:7-8, 16-7

*Voir aussi*

Terres du Canada

**Pétrole et gaz du Canada, Loi (Bill C-48, 1<sup>re</sup> session, 32<sup>e</sup> législature)**

Bill C-92, comparaison, 29:5, 6-7, 8, 9, 11-3

Conséquences, 10:29-30

Dispositions

Part de la Couronne, 19:16

Régime fiscal, limitations, 6:16-7

Terres du Canada, pétrole et gaz, exploitation, 6:15

**Pétrole et produits pétroliers**

Approvisionnement

Autosuffisance

Objectif, évaluation, 5:17-22; 21:18

Sables bitumineux, contribution, 28:61

Bassin sédimentaire de l'Ouest, 2:7, 15-6; 5:10-1, 20-1; 8:40; 10:17

Tableau, 20A:12

Brut dans l'Ouest du Canada, non-acheminé, 20:17-8; 21:10-2; 28:46-7

Elasticité par rapport aux prix, 2:17-8; 5:8-9, 11-2; 8:24-5, 31-3, 42-4; 13:25-6; 26:21-2; 32:7-8

Electricité, comparaison, 1:21

Epuisement, 1:17-8; 8:33

Marché international, surplus, 19:17-8; 28:67-8

Perspectives, 2:6, 28-9; 10:19, 20-1

Pétrole léger conventionnel, 2:15-6, 29; 5:9, 18-9; 19:17; 20:23-6; 28:61

Protection, 1:19; 5:37-9; 13:40; 19:11, 19-20

Canadianisation de l'industrie, 19:22

Recommandations du Comité, 19:11, 20, 23

Réserve d'urgence, 19:19

Renseignements quant au marché, manque, 23:28

Réserves, 1:16, 20, 24, 42-3; 2:6, 30; 4:32; 5:8-9; 12:9-10; 13:10, 22-4

Augmentation, 24:43



- Olson, Hon. Horace Andrew, Senator (Alberta South) (Acting...—**  
*Cont'd*  
 National Energy Program —*Cont'd*  
 Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, **28:41-5, 49-50, 51**  
*Canadian Energy: Supply and Demand, 1983-2005*, National Energy Board, report, **13:7-8**  
 Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee, **20:21, 26-7**  
 Energy policy, **12:13; 28:79**  
 Energy resources, **7:23-6**  
 Gas, natural, **2:25-7; 12:80; 13:31-7**  
 Gasoline  
   Prices, **9:21-2; 21:22-4; 23:59-62, 68-70; 28:11, 13-4**  
   Service station operators, **23:12-6, 19-20; 28:11-3**  
 Income tax, **11:16-7; 12:93-4; 15:7-8**  
 Motions, **13:4, 5, 8; 19:31**  
 NEP, **8:9-12**  
 Oil and gas exploration, **2:16-8; 10:8-12; 12:86-7, 88**  
 Oil and oil products  
   Enhanced oil recovery, **13:22-5**  
   Free market assumption, **23:32-3**  
   Heavy oil, **10:16-7, 20-1, 26-8; 12:25-30; 13:29**  
   Imports, **20:12-3**  
   Independent distributors, **23:53**  
   Prices, **13:12; 28:18**  
   Supplies, **1:24-6; 2:15-8; 5:8-10, 22-4; 20:17-8**  
   Supply and demand, **13:28**  
 Oil industry, **3:18-21; 5:20; 8:37; 11:29-32; 12:95-6; 13:40-1; 15:23-4**  
 PIP, **6:16; 12:100-1**  
 Petro-Canada, **23:34, 35-8**  
 Procedure, **8:34; 9:17; 10:13, 24, 36; 13:9, 18; 20:10, 11, 13, 17, 18, 21, 30, 31, 33; 23:50**  
 Research and development, **12:51-2**  
 Saudi Arabia, **28:67-8**  
 Shell Canada Limited, **28:9-10, 30-1, 32**  
 Suncor Inc., **28:63-7, 76**  
 Tar sands, **28:80-1**  
 United States, **12:75-6**  
 Organization meetings, **1:12**
- Ontario**  
 Gasoline, prices in North and South, study, **26:55**  
 Government  
   Energy, Ministry, **7:36**  
   Natural gas prices, position, **8:8, 15, 18**  
   Suncor Inc., part ownership, **28:73**  
   Uranium industry, aid, **28:79-80**  
 Oil industry, benefits, **28:36, 55**
- Ontario Hydro**  
 Pricing, **1:28**  
 Small hydro facilities, **7:31**
- Orchard, Denis, Director, Home Energy Programs, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources**  
 Bill C-24, subject-matter, discussion, **18:9, 12, 13, 15, 17**  
 National Energy Program, discussion, **12:46-7**
- Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)**  
 Energy research and development, position, **16:16, 17-8**

## Pétrole et produits pétroliers—*Suite*

- Approvisionnement —*Suite*  
 Réserves—*Suite*  
 Beaufort, mer, **6:13; 13:28**  
 Coût de remplacement, **5:22-4**  
 Hibernia, **1:25; 13:28**  
 Par puit réussi, **12:83**  
 Tableaux et graphiques, **1A:33, 35, 37; 2A:22; 8:40; 12A:68, 125; 13A:21**  
 Sécurité, **1:17, 41; 3:28-30; 5:17-9, 28-9; 6:11-3; 32:12-3**  
 Perspectives, **25:41**  
*Voir aussi*  
 Pétrole et gaz—Exploration et développement
- Brut**  
 Acheteurs au plan national, **27:7, 15**  
 Commercialisation  
   Courtiers, **24:15**  
   Déréglementation, **25:7**  
   Distribution, **32:12-3**  
   Ventes supplémentaires, **32:31-2, 33**  
   Etats-Unis, comparaison, **27:15**  
   Prix non connu d'avance, **28:23**  
   Proportionnalité (proration, système), **24:39-40, 41-2; 25:27, 54-6; 26:25-6, 39-40; 28:26-7; 32:31-4**  
   Système équitable, propositions, **24:11, 12-3, 28-31; 26:26-7**  
   Transfert de propriété, **26:36**  
   Ventes supplémentaires, **24:11-2, 15, 27, 30, 40-1; 25:69-70; 26:26, 49-50; 27:19-20; 32:31-2, 33**  
 Demande satisfaite à partir des réserves canadienne, **27:12-3; 32:10-1**  
 Exportations, prix, **26:52**  
 Livraison, délai, **25:31-2, 33; 28:18-9**  
 Non-acheminé, **28:27**  
 Pétrole léger conventionnel, **12:68**  
   Coûts de production, **26:36, 37-8**  
   Mise en valeur, analyse, **26:7, 8**  
 Produits pétroliers raffinés, marchandises distinctes, **23:26**  
 Roulement, délai, **24:28; 28:24**  
*Voir aussi*  
 Industrie pétrolière — Raffineries — Stocks  
*Voir aussi plus bas*  
 Pétrole lourd  
 Prix
- Carburant diesel, 23:75**  
 Commodity nécessaire en temps de guerre, considérations, **8:40-1; 19:3**  
 Crises pétrolières  
   Conséquences  
     Grandes sociétés, **25:29**  
     Petits producteurs et prospecteurs, **23:25**  
   Envergure, **28:55**  
   Remèdes, propositions, **23:33-4, 48-9; 25:40-1; 28:37-8, 41-4**  
 Demande, réduction, **1:18, 35-6; 7:14; 32:8**  
 Exportations, **1:24; 2:6; 3:9; 19:11; 20:12, 13; 32:11, 12-3**  
   Marchés, **10:21**  
   Accès, **13:41**  
   Permis et contrôle, **20:11-2**  
   Recommandation du Comité, **19:11, 23**  
   Restrictions, **13:29-31**  
   Tableaux et graphiques, **2A:20**  
 Huile à chauffage, prix, **23:50-1, 52**
- Importations**  
 Pétrole brut, **20:14-6; 32:11**  
 Produits pétroliers raffinés, **23:30-1, 42-5, 50, 52-3; 26:81-3, 89-90**  
   Utilité, **32:42**  
 Pas de restrictions, **20:12-3; 26:79-80**

**Organisation of Petrol Exporting Countries (OPEC)**

Creation, causes, 26:6

**Oil**

Prices, influence, 12:28-9; 13:14; 21:17

World reserves, domination, 19:3; 32:10

**Overvelde, G.J., Francis Fuels Ltd., Petroleum Marketers Association of Canada**

National Energy Program, discussion, 23:51-2

**PAREX (Partnership for Atlantic Region Exploration), 11:12****PERD***See*

Panel on Energy Research and Development

**PGRT***See*

Petroleum and gas revenue tax

**PILP***See*

National Research Council — Industrial Laboratory Projects, Program

**PIP***See*

Petroleum Incentives Program

**PMA***See*

Petroleum Monitoring Agency

**Pacific Gas and Electric Co.**

Energy conservation, 7:17

**Padley, Barry, Vice-President, Finance, Roxy Petroleum Ltd.**

National Energy Program, discussion, 15:7-10, 12-5, 17, 19-20, 28-9, 31-2

**Pan Ocean Oil Ltd., 11:23-4,25****Panarctic Oils Ltd., 12:28; 17:6****PanCanadian Petroleum Limited**

Position and proposals

Crude oil prices, 27:8-9, 22-5, 30

Natural gas prices, deregulation, 27:27

Slides, 27:10, 12-14, 15-6, 17, 28

U.S. sales, 27:26

**Panel on Energy Research and Development (PERD)**

Energy R &amp; D programs, review, 12:35-6, 52

Oil prices, position, 12:57

Resources allocated to NRC, 16:8

Tables, 16A:8, 12

Responsibilities, 12:34-5; 16:7

**Passmore Jeff, President, Passmore Associates International**

National Energy Program

Discussion, 7:14-7, 18-9, 21-2, 23-5, 27, 28, 29-31, 34, 35, 36-7, 39-40

Statement, 7:6-14

**Pétrole et produits pétroliers—Suite**

Marché international, mutation, 32:3

Marché libre, hypothèse, 23:26, 32-3; 24:23; 26:18, 38; 27:7, 19, 20

Offre et demande, 5:21-2; 13:10-1, 27-8, 31

Graphiques, 13A:22, 23, 26

Pénuries, réponse du marché libre, 21:19-20

**Pétrole lourd**

Demande, 19:17

Diluants, 26:23

Exportations, 1:35; 10:26-7

Marchés, 26:22

Mise en valeur

Analyse, 26:7-8

Conditions nécessaire, 26:15-6, 18-24

Position du Comité, 32:9-10

**Production**

Augmentation, conséquences, 10:28; 28:28

Coûts, 23:26; 26:8-9, 36

Facteurs économiques, 12:25-30

Possibilités, 10:16-8, 20-1

Projets d'exploitation, 8:25; 28:59

Récupération, 12:10

Retombées, 10:23-5

Valorisation, 10:27-8, 30, 33; 13:29

**Prix**

Au détail, 20:16-7; 25:7, 19; 26:30-1, 46

Attentes des consommateurs, 26:45

Hausse injustifiées, prévention, 32:25

Lien avec le prix du pétrole brut, 25:11-2; 26:6-7, 32; 27:17; 32:37

Réductions et hausses, délai, 24:12, 16; 25:21-2, 47-50, 67-9; 26:35, 36; 27:18

Surveillance, recommandation du Comité, 32:1, 26

**Brut**

Baisses, conséquences, 12:19-20; 23:57; 24:11; 25:41; 32:4, 7-8, 9

Chute, 23:26; 24:16-7

Déréglementation, 7:42-3, 66, 67; 11:28; 12:91; 13:31, 41-2; 15:18; 19:10

Effets économiques, 6:26

Détermination, 1:26-9; 5:22-4; 7:41-2; 8:17-8, 41-4; 12:28-30; 24:14

Exportations vers les Etats-Unis, 26:52

Graphique, 21A:6

Instabilité, 26:76-7, 90

Lourd et léger, comparaison, 10:27

Marché supplémentaire, 27:27-8; 32:33

Mondiaux, 13:9, 13-5; 26:22-3

Adoption, recommandation, 2:9-11

Problème éventuel, 1:32-3

Chute, 20:12, 27

Répercussions, 2:11; 26:14-5; 27:8-9; 30:13

Majoration importante et subite, protection du consommateur, 19:5-6, 21

Recommandation du Comité, 19:21, 23; 32:22

Prévisions, 6:23-4

Perspectives, 28:28-9

Prévisions, 8:7; 12:20, 21, 41-2, 56-7; 13:8-9, 12-3; 21:17; 25:40, 64; 26:43

**Prix administré**

Position du Comité, 32:25

Propositions, 27:22-6; 28:21-3

Régime du PEN, résultats, 19:9-10

Prix affiché, 25:18-9, 50-4; 26:48-9; 28:6

Basé sur le NYMEX (Bourse mercantile de New York), 28:15-7

**Passmore Jeff, President, Passmore Associates International—Cont'd**  
*Renewable Energy: Innovation in Action*, 7:13

**Pegg, C.W., Advisor, Business Issues, Shell Canada Limited**  
 National Energy Program, discussion, 28:11, 13-4, 26

**Penrose, Don, Vice-President, Planning and Administration, Esso Petroleum Canada**

National Energy Program, discussion, 25:12, 21, 22, 27, 32, 35-6

## **Petro-Canada**

Acceptance by consumers, 26:73-4

Acquisitions, benefits, 26:71

Gulf Canada Limited, 26:68-70

### **Activities**

Impact of downstream profits, 26:75

Influences, 25:42

Market requirements, adaptation, 26:42

Annual report, 1985, 23:34, 49

Brief, quotations, 26:46, 51

Canada lands development, participation, 6:15; 12:28

### **Crude oil**

Marketing, 26:49

Prices, decrease, impact, 26:43-4, 46

### **Gasoline**

Independent marketers, sales, 23:29-30, 32, 36-7; 26:65-6

Prices, setting, 23:8-9, 12, 14, 17, 19; 26:56-7, 58-9, 61, 74

Retail sales, market share, 26:71

Layoffs, 26:67-8

Losses, downstream activities, 23:27, 34-8; 26:66-7

NEP beneficiary, 7:45

Policies concerning, proposals,

Downsizing, 23:27, 41-2

Minister responsible, change, 23:28

*Status quo*, maintenance, 7:47-8, 61

Refining and marketing division

### **Crude oil**

Posted prices, 26:51-2, 53

Purchases, 26:49

Inventory, turn-over time, 26:45

Mandate, 26:43, 46

Profitability, 26:72-3

Return on capital, evaluation, 26:74-5

Role, 1:23, 32; 4:29; 5:30-1; 9:14; 25:30-1

Sale to private sector, proposed, 7:64, 65

### **Service stations**

Contractual arrangements with operators, 23:8-9, 12; 26:58-9, 60-3, 71-2

Default, response, 23:15-7, 19-20; 26:63-4

Surplus, disposition, 26:59-60

Tar sands development, 5:10

**Petro-Sun International Inc., 7:11**

## **Petroleum and gas revenue tax (PGRT)**

Deductibility, possible impact, 15:27-8

Exemptions, announcement of Apr. 30/1986, 26:11

Impact, 15:5

Inequity, 3:22; 8:26-7

Objectives, 7:43

Rate, 15:20, 29

Reduction, 12:84

Reform, proposals

Modifications, 2:8, 24

Reservations, 7:43-4, 46, 55-6; 23:33

## **Pétrole et produits pétroliers—Suite**

Prix —Suite

Brut —Suite

Prix affiché—Suite

Etats-Unis, comparaison, 27:13-4; 28:19-21; 32:22-3

Graphique, 32:24

Evolution, 27:30

Fixation, 25:12-5, 45-7, 57-8; 26:44-5, 46, 51-2; 27:18-9; 28:14-8, 29-30, 46-7, 71; 32:29, 31

Fluctuations, 32:3

Formule basé sur le prix américain du West Texas Intermediate (WTI), 27:7-8, 10-2, 13

Abandon, 27:8, 11

Avantages, 27:9

Prix réels, rapport, 27:14

Surveillance, recommandation du Comité, 32:1, 23

Prix basé sur l'activité, proposition, 28:38, 39-40, 41-4, 52-4

Prix plancher, 10:30, 32-3; 19:20; 27:22-3; 32:17-8

Justification, 26:27-8

Opposition, 21:16-8; 25:41

Propositions, 23:33; 24:11, 23, 32-6; 26:15-6 28:37-8, 39-40, 52, 54

Recommandation du Comité, 19:20, 23

Sous-évaluation, 21:10; 27:14, 17, 20-2, 28

Brut synthétique, 28:83

### **Canadiens**

Données disponibles, manque, 23:28, 42

Fluctuations du marché, sensibilité, 20:18-9

Marchés américains et mondiaux, disparités, 23:45-8; 24:11-2, 13-5; 25:34, 45-50; 26:44

Prix rampe de chargement, 23:51; 25:20-1, 35-8, 60; 26:89; 28:26

Relèvement, répercussions, 1:15-6, 36-7

Stabilité, définition, 26:18-9

Tableaux et graphiques, 1A:30-1; 5A:11; 12A:108, 109; 13A:16; 20A:7, 9, 11

### **Production**

Encouragements, 12:84-6; 15:24, 26

Baisse, 2:6

Tableaux et graphiques, 2A:21

Coûts, 2:6-7; 4:13-4, 32-4; 12:25-7; 14:27; 26:7-9

Pétrole lourd, 10:30

Tableaux et graphiques, 2A:24

Terres domaniales, 6:13-4; 10:18, 31-2

Pétrole classique, 11:8

Graphique, 11A:7

Prix, lien, 26:21

Sensibilité au régime fiscale, 12:90

Graphique, 12A:136

Produit stratégique, 8:40-1; 19:3

Produits raffinés

Libre-échange, facilitation, 23:28

Normes, restriction à la concurrence, 23:52

Structure des coûts, 26:45

Puits, abandon, 32:34-5

Récupération assistée du pétrole (RAP), 1:33-4; 4:12-3; 13:22-5

Baisse des prix, effet, 32:34

Considérations spéciales, 26:24

Revenus, partage, 7:43-4

Fédéral-provincial, 2:22-5

Gouvernements et industrie, 1:20; 2:7

Tableaux et graphiques, 2A:26

Stockage, programme, 2:31-2

Tarifs, Canada et autres pays, 26:79-80, 83-4; 26A:17-8

Taxation, 25:42

Taxes spéciales, réduction, propositions, 9:7, 10; 26:17-8, 29-30; 28:38

*Voir aussi*

Essence



**Petroleum and gas revenue tax (PGRT)—*Cont'd***

- Senate opposition, 8:13-4
- Small explorers and producers, position, 24:7; 25:43
- Withdrawal
  - Committee recommendation, 19:11, 21
  - Cost, 24:33
  - Impact, 28:37
  - Proposals, 3:12-3; 5:12-3; 7:52-3; 11:22-3; 12:91; 15:16-7; 25:40, 43-5; 28:42, 45-6
  - Tar sands investments, 5:10

**Petroleum Incentives Program (PIP)**

- Abuses, 15:12
- Assessment, 3:27-8; 4:16, 26-7; 5:13-5; 6:10; 8:28-30; 10:7; 15:5; 17:15, 22; 19:4; 24:7-8; 28:37
- Grants, 4:10
- Impact
  - Canadian and multinational companies, comparison, 10:13-4
  - Oil industry, Canadianization, 2:20-2; 7:62
  - Petroleum exploration, 2:7; 4:7-10; 5:13-5; 11:33-4; 12:98-101; 15:10-1, 27, 29; 17:23; 22:12-3
- Industry, position, 7:66-7; 19:11
- PRGT, link, 15:13-4
- Purpose, 3:32; 4:9-10
- Reform, proposals, 2:27-8; 3:16-8; 4:15-6; 5:13; 6:10-1; 7:44
  - Impact, 3:26-7, 31-3; 4:10-1, 20-1; 7:53-4
  - Phasing out, 12:91; 15:13
  - Royalty-sharing, 17:10-1
  - Tax incentives substitute, 7:45-6; 10:9-11, 13-6; 11:13-6
- Regulatory processes, 5:28
- Replacement, 29:13
- Termination, 6:16; 11:12-3; 17:9, 23
  - Committee recommendation, 19:11, 21
  - Economic consequences, 26:13-4
  - Government's energy strategy, 22:6
  - Phase-out process
    - Grandfathered activities, 22:7, 10, 11; 26:9-10
    - Expenditures, anticipated, 22:7, 10-2
    - Rules, 22:7
    - Ministerial discretion, 22:8-10

**Petroleum Incentives Program Act, Act to amend, subject-matter**

- See*
- Bill C-85, subject-matter

**Petroleum industry**

- See*
- Oil industry

**Petroleum Marketers Association of Canada**

- Brief, 23:25
- Recommendations
  - Anti-trust laws, passage, 23:48
  - Gulf Canada Limited refinery, Montreal, review of closure, 23:28
  - Oil and oil products, market information, 23:28
  - Petro-Canada
    - Downsizing, 23:27, 41-2
    - Responsible minister, change, 23:28
  - Refined petroleum products, free trade, 23:28

**Petroleum Monitoring Agency (PMA)**

- Analyses and statistics, 15:8-9, 14
- Petroleum industry, return on investments, report, 6:18; 8:24, 25-6, 35-6
- Purpose, 7:55

**Pétroles Esso Limitée**

- Crise du pétrole actuel, conséquences, 25:29
- Division de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, 25:6
- Distributeurs indépendants, rapports, 25:29-30
- Ententes contractuelles avec les exploitants de stations de services, 25:23-5
- Essence, prix, 25:9-10
  - Détermination, 25:23-5, 31
- Livret d'information, 25:7, 9, 10, 14, 15, 16, 25, 31, 33, 34
- Pétrole brut
  - Achats, 25:15-6
  - Baisse des prix, conséquences, 25:10-1
  - Prix affichés, 25:18-9
  - Fixation, 25:13-4
- Pétrole vendu aux Etats-Unis, 25:17-8, 33-4
- Prix, fixation, 25:37
- Position
  - Essence, prix, 25:8-9, 27
  - Petro-Canada, 25:30-1
  - Pétrole brut, commercialisation, 25:27-8
- Produits, roulement, délai, 25:31-2, 33
- Profits, 25:7, 28-9
  - Essence, rendement et pertes, 25:10, 25, 33
- Stocks, évaluation, 25:19-20
- Tarification, système, 25:8-9, 11, 20-1, 25, 35-8
  - Voir aussi plus haut*
  - Essence, prix
  - Pétrole brut — Prix affichés

**Petrosar Limited, 23:40****Photovoltaïcs—*Energy from Sunlight*, Etats-Unis, Département de l'Energie, 7:10, 14****Pipe-line du Nord, Comité sénatorial spécial**

- Récupération assistée du pétrole, enquête, recommandations, 26:24

**Pipe-lines**

- Déréglementation, 20:11
- Gazoduc Trans Québec et Maritimes, 1:22; 14:33
- Interprovinciaux, 21:13, 25
  - Capacité
    - Expansion, 20:22-3; 21:26
    - Limitations, 26:23; 28:28
  - Limités à une province, 20:31
- Monopoles, réglementation, besoin, 21:12-4
- Pétrole brut
  - Acheminement, temps requis, 20:27-9; 26:44
  - Proportionnalité (proration, système), 20:13-4, 32-3; 21:10; 24:39-40, 41-2
  - Marché supplémentaire, conséquences, 24:15, 16, 26-7, 40
- Tarifs, 21:9-10
- TransCanada Pipeline (réseau de pipeline transcanadien) (TCPL), 19:5, 12; 21:12-3
  - Réglementation, proposition, 21:24-5
- Utilisation, 20:15

**Politics (The) of Energy: The Development and Implementation of the NEP, G. Bruce Doern and Glen Toner**  
Portée, 7:40, 41**Politique énergétique canadienne (La): rapport intérimaire, rapport au Sénat**

- Distribution, 19:35
- Exploitants indépendants du pétrole, réaction, 24:6

**National Energy Board (NEB)—Cont'd**Mandate, responsibilities, role—*Cont'd*Advice to Minister of Energy, Mines and Resources, **20:31**Jurisdiction, **20:31**Limitations, **20:17, 22; 24:31**Manpower, **20:20**

Position and recommendations

Energy

National policy, **13:18-9**New and renewable resources, **13:22**Oil and gas exports, **13:30-1**Criteria, **1:18-9, 35; 8:21**Oil pricing, deregulation, **13:41-2**Presentation, March 6/1986, opening statement, **20A:1-12**Summary, **20:11-2**

Projections

Energy demand, **13:9-10, 17-8, 19-22**Charts, **13A:5, 6, 7**

Natural gas

Reserves, **13:11, 31-3, 36-7**Chart, **13A:11**Surplus calculation, **13:35-6**Supply and demand, **13:11, 37-8**Charts, **13A:12, 13**

Oil

Prices, **13:8-9, 12-3**Tables and charts, **13A:3; 20A:6, 8, 10**Reserves, **2:7; 13:10, 22-6**Chart, **13A:8**Supply and demand, **5:21; 13:10-1, 27-8; 28:61**Charts, **13A:9, 10, 13**Questions taken under advisement, **20:32****National Energy Board Act**Provisions, summary, **20:19, 20**Section 83 — Considerations applicable to the issue of licences, **13:40****National Energy Program (NEP)**Canadian Ownership Rate (COR), **6:6, 19-20, 21-2; 7:44-5; 11:24-5**Elimination, recommendation, **11:27-8**

Examination

IPAC request, **8:13**Banking, Trade and Commerce, Standing Senate Committee, referral, motion, **8:13**Goals, **4:16-7; 7:41; 9:11-2; 10:35-6; 11:14; 14:7; 15:14; 17:6, 7-8**

Impact

Government revenues, **9:6**National Research Council, **16:7-8**Northwest Territories, **17:5-6, 7-8**Oil industry, **3:11; 4:35-6; 7:61-3; 11:6-10, 20-1***Canadian Business*, June 1984, quotation, **4:36**Implementation, **8:16-7, 37-8**Income tax, effective rate, **3:20-1**International criticism, **10:28-30**

Modifications

Federal-provincial negotiations, **4:19**Recommendations, **1:31-2; 10:15-6; 11:11, 14; 14:31-3; 15:16-20, 21-3**Athabasca oil sands, development, **1:31-2**COR, elimination, **11:27-8**Incentives program, **10:8-11, 13-6; 11:22-3**Arctic oil production, **17:21-2**Objectives of industry, **6:17-8**25 per cent back-in, **12:91**Western Accord, **17:8-9****Kenny, honorable Colin, sénateur (Rideau)—Suite**Programme énergétique national — *Suite*Energie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent, **20:21, 27**

Essence

Exploitants de stations d'essence, **23:17-9; 25:24**Prix, **23:40-1, 66-8, 70; 25:21-2, 56-9, 60-1; 26:34; 27:17-8**Etats-Unis, **27:26**Gaz naturel, **21:20-2**Gouvernement, **8:29**Husky Oil Ltd., **26:29, 32-4**

Industrie pétrolière

Activités, **6:25**Canadianisation, **6:27-8; 8:25-8**Investissements, **4:19; 15:15-6**Petites entreprises de prospection et de production, **24:24-31, 37-8**Régime fiscal, **1:41-2; 3:12-5; 4:18; 6:26-7; 7:57-9; 15:16-7; 21:18-9**Situation financière, **6:19, 7:65-6; 8:27**Investissements canadiens, **5:16; 7:68**Média, **15:14**Motions, **5:4, 5; 19:34; 21:5, 14; 24:4-5; 32:53**Office national de l'énergie, **20:19-20**PEP, **3:16-7; 4:16, 17-8; 5:13-4; 7:66-7; 8:28-9**Petro-Canada, **23:41; 26:61-7**Pétrole et gaz, exploration et développement, **1:37-40; 5:15**

Pétrole et produits pétroliers

Approvisionnements, **5:11-2; 8:24-5, 32**Distributeurs indépendants, **23:38-40; 25:29-30**Offre et demande, **21:19**Pétrole lourd, **26:18-24**Prix, **20:18; 23:42; 25:18-20; 27:14, 17-8, 24-6**Pipe-lines, **21:24-6**TRPG, **5:12-3**Sables bitumineux, **1:40-1**Territoires du Nord-Ouest, **17:9**Texaco Canada Inc., **25:59-60**Séances d'organisation, **1:4, 9, 12-3****Kerwin, M. Larkin, président, Conseil national de recherches**Comparution devant le Comité spécial de la Chambre de communes sur l'Energie de remplacement du pétrole, (1<sup>re</sup> Session, 32<sup>e</sup> Législature), **16:12, 13**Division de l'énergie, suppression, réaction, **7:16**

Programme énergétique national

Discussion, **16:9-14, 15, 16, 18-9, 21-7, 28-33**Exposé, **16:7-9****Kirby, honorable Michael, sénateur (South Shore)**Programme énergétique national, **1:26-31; 2:22-4; 14:17****Kirkby, M. M.A., président et directeur général, BP Canada Inc.**

Programme énergétique national

Discussion, **21:14-26**Exposé, **21:6-14****Lalonde, honorable Marc, ancien ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources**Industrie pétrolière, petites sociétés indépendants, représentations, réponse, **24:19-20**

**National Energy Program (NEP)—Cont'd**

Oil and gas, domestic prices, 1:15; 19:7-8

Oil industry, reaction, 24:7

Provisions, assessment, 1:18; 3:22-3; 10:6-7, 12-5, 21-3, 36-7; 15:29-30; 17:6-8, 13-4, 15-6; 19:4

Canada benefits, 17:11-2

Crown share, 6:6; 17:20-1

Export charges, 19:8-9

Oil and gas industry, Canadianization, 3:25; 4:25-7; 12:97-100

Tar sands, 12:11-3, 21-2

Charts, 12A:2, 3

Taxation and revenue-sharing system, 7:43

*See also*

Petroleum and gas revenue tax

Petroleum Incentives Program

**National Institute for Electrochemistry, proposed, 16:9-10****National Research Council (NRC)**

Brief, 16A:1-16

Budget

Cuts, 1:21; 2:12; 7:8, 28, 36; 12:36; 16:8-9, 32

Needs, 16:26

Division of Building Research

Construction industry, collaboration, 16:28-9

Funds, 16:27

Personnel, layoffs, 16:27-8

Research and development

Energy, 16:13

Geophysics, 16:23

Division of Chemistry, 16:21

Division of Energy, 7:7, 21

Elimination

Decision, 16:10-2

Impact, 7:13, 16; 16:13-5

Personnel, relocation, 16:15-6

Research and development 7:18-9

Solar energy industry, aid, 7:11

Division of Microstructural Sciences, 16:23

Energy research and development

Budget cuts, impact

Contracts, 7:8; 12:36; 16:8, 9-10

Expertise, 16:31

International activities, 16:16-7

Long-term and future projects, 16:9, 13

Personnel, 16:15-6

Historical overview, 16:7-8

International activities, 16:8

PERD programs, 16:8, 21

Tables, 16A:8, 12

Policy, 16:12-3

Responsibilities, 16:7

Chart, 16A:3

Industrial Research Assistance Program (IRAP), 7:21; 16:11-2, 20, 31

Industry Laboratory Projects, Program (ILP), 7:21

Photovoltaic water-pumping project, 7:11

Research

Geophysics, 16:23-4

Projects, weighting, 16:22-3

Pure and applied, division, 16:21-2

Standards setting and testing programme, 7:19-20, 21; 16:31-2

*Urgent Investment (The): a Long Range Plan for the National Research Council, 16:12, 29***Lazar, M. Harvey, administrateur, Programme d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**

Bill C-85, teneur, discussion, 22:9-10, 11-2, 3

**Leddy, M. B.D., vice-président, Personnel et services administratifs, Conseil national de recherches**

Programme énergétique national, discussion, 16:15-6, 28

**Lefebvre, honorable Thomas Henri, sénateur (De Lanaudière)**

Bill C-24, teneur, 18:11-14, 15

Bill C-85, teneur, 22:12-3

Note biographique, 1:8

Programme énergétique national

CNRC, 16:10-5

Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, 28:45-6, 53

Énergie, 7:40; 13:16-8, 20-2

Énergie, conservation, 2:13-4; 7:17; 12:40-1

Énergie, politique, 4:19; 7:35-6;

Énergie atomique, 12:56

Énergie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent, 20:26-7

Essence

Exploitants de stations de service, 23:7-11, 21-3

Prix, 12:96-7; 21:15-6; 26:53-6; 28:26

Taxation, 23:65, 71-2

Etats-Unis, 12:77; 27:16

Gaz naturel, 12:79-80, 81

Gouvernement, 10:35

Gouvernement, dépenses, 1:21-2; 7:15-6

Husky Oil Ltd., 26:38-9

Industrie pétrolière

Activités, 5:29

Canadianisation, 5:30-1; 7:61-3

Contrôle étranger, 1:22

Déréglementation, 13:39-40

Forages sur contrat et services d'entretien des installations de forage, secteur, 28:47

Investissements, 11:32-3

Petites entreprises de prospection et de production, 5:31-2; 24:18-22, 34

Raffineries, 26:84

Régime fiscal, 12:16-8, 23

Investissements canadiens, 7:69

Mexique, 21:14

Motions, 11:4, 27; 12:5, 61, 101; 13:4, 6; 19:33, 35; 20:4-5, 7-8; 32:54

Norcen Energy Resources Limited, 4:20

PEP, 4:7-9, 10-1; 6:10-1; 11:13; 26:11-4

PITRC, 12:48

Petro-Canada, 1:23; 26:66, 71-4

Pétrole et gaz, exploration et développement, 4:11-2; 12:64

Pétrole et produits pétroliers

Approvisionnements, 1:42-3; 4:12-3; 5:28-9; 6:11-3; 12:9; 13:27-8; 28:46-7

Brut, 26:39; 28:26-7

Distributeurs indépendants, 23:29-31; 26:90

Imports, 20:14-5

Marché libre, hypothèse, 26:38; 27:20

Prix, 12:20, 21, 41-2; 21:16-8; 23:45-8; 24:23; 25:45-9; 26:14-6, 51-2; 27:20-3, 24; 28:6, 17-8, 19, 28

Tarifs, 26:83-4

Pipe-lines, 20:13-4

Procédure, 2:18; 10:36; 12:13; 21:12, 25

Programme énergétique national, 10:12-6; 11:20-23;

Recherche et développement, 2:12-3; 12:42-5, 54-6; 16:32-3



**Native peoples**

- Land claims, Bill C-92, ramifications, 31:6, 8-9, 12-4
- Northern development
  - Bid for licence, aboriginal rights considered part of equity, 31:17-8
  - Participation, 3:26-7; 4:21; 17:12, 13, 16-7
  - Socio-economic impact, 14:20-1; 30:12-3

**Natural Sciences and Engineering Research Council (NSERC)**

- Research grants, 12:46

**Natural resources**

- Revenues, federal-provincial sharing, 2:22-5

**Newfoundland**

- Offshore resources, agreement with Canada, 7:23, 35-6
- See also*
  - Bill C-94
  - Bill C-94, subject-matter

**Newsweek**

- "OPEC Drills a Dry Hole", article, January 28/1985, 8:17

**Niedermaier, John A., President, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; President, Badger Drilling Ltd.; President, Petro Well Servicing**

- National Energy Program
  - Discussion, 28:39, 40-2, 43, 45-6, 47, 48, 50, 51-2, 53, 55-6
  - Statement, 28:33-9

**Nielsen, Arne R., Chairman of the Board of Governors, Canadian Petroleum Association; Chairman of the Board, Chief Executive Officer and Director, Canadian Superior Oil Ltd.**

- National Energy Program
  - Discussion, 5:7-9, 10, 11, 12-4, 15, 16-8, 19, 20, 23-6, 28, 29-32, 34, 35-6
  - Statement, 5:5-7

**Niger**

- Drought, 7:11
- Energy technology, requests, 7:10

**Nixon, Richard, former President, United States, 21:20****Norcen Energy Resources Limited (formerly Medallion Petroleums)**

- Background, 4:5
- Costs, 4:32-3
- Energy policy, review, 4:6-7
- Enhanced oil recovery, 4:12-3
- Exploration activity, 4:8-9, 11, 24-5, 35-6
- PGRT and income taxes, 4:18, 19-20
- PIP grants, 4:10, 25
- Position and recommendations
  - NEP, 4:25-7
  - See also below*
    - PIP
- Natural gas, protection, 4:30-2; 5:36-8
- Oil industry
  - Canadian investment, 4:19, 29
  - Fiscal regime, 4:18, 27-8
- PIP, 4:15-8
- Regulations, 4:21-2
- Profits, 4:30, 34-5
- Research and development, 4:28

**Lefebvre, honorable Thomas Henri, sénateur (De Lanaudière)—Suite**

- Programme énergétique national —*Suite*
  - Sables bitumineux, 10:19; 12:10, 30-1; 28:29
- Shell Canada Inc., 12:70, 72-3
- Suncor Inc., 28:71-5, 80
- Terres du Canada, 4:29; 6:13-4; 11:13, 20
- Texaco Canada Inc., 25:62-4
- Ultramar Canada Inc., 26:76-80
- Séances d'organisation, 1:4, 5, 6, 9, 10, 11-2, 13

**Life After Oil: a Renewable Energy Policy for Canada, Robert Bott**

- Etude entreprise par Amis de la terre, 14:6-7, 8-9

**Loi concernant la mise en oeuvre de l'accord entre les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve et du Labrador sur la gestion des ressources en hydrocarbures extracôtiers et sur le partage des recettes correspondantes et apportant des modifications corrélatives ou connexes***Voir*

- Bill C-94
- Bill C-94, teneur

**Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve***Voir*

- Bill C-94
- Bill C-94, teneur

**Loi fédérale sur les hydrocarbures***Voir*

- Bill C-92
- Bill C-92, teneur

**Loi modifiant la Loi sur la taxe d'accise et la Loi sur l'accise et prévoyant un impôt sur les revenus pétroliers***Voir*

- Taxe d'accise, Loi et Accise, Loi, Loi modifiant et prévoyant un impôt sur les revenus pétroliers

**Loi modifiant la Loi sur le programme d'encouragement du secteur pétrolier***Voir*

- Bill C-85, teneur

**Loi modifiant la Loi sur l'économie de pétrole et le remplacement du mazout et la Loi sur le programme d'isolation thermique des résidences canadiennes***Voir*

- Bill C-24, teneur

**Loi sur l'accord entre le Canada et la Nouvelle-Ecosse sur la question des ressources pétrolières et gazières***Voir*

- Accord entre le Canada et la Nouvelle-Ecosse sur la question des ressources pétrolières et gazières, Loi

**Loi sur l'administration de l'énergie***Voir*

- Administration de l'énergie, Loi

**Loi sur le pétrole et le gaz du Canada***Voir*

- Pétrole et gaz du Canada, Loi

- Norcen Energy Resources Limited (formerly Medallion Petroleum)**—*Cont'd*  
*Simplicity, Efficiency, Fairness*, policy statement, 4:5, 8,16, 17, 27, 29, 31; 4A:1-13  
 Training programs, 4:28
- North Sea**  
 Oil and gas exploration, costs, 11:13, 15, 19-20
- Northern Canada Power Commission**  
 Renewable technology, resistance, 7:33-4
- Northern Native Development Corporation**, 17:13
- Northern Pipeline, Special Senate Committee**  
 Enhanced oil recovery, inquiry, recommendations, 26:24
- Northwest Territories**  
 Alternative energy, 17:6-7, 24-5  
 Government  
   Brief, 17A:1-60  
   Northern business incentive policy, 17:14-5, 19-20  
   Northern exploration and development, role, 17:11-2, 24  
 Position and recommendations  
   Energy, national policy, 17:7, 15-6; 17A:6  
     25 per cent back-in, 17:20-1  
   North, development, 17:9  
   Incentives, 17:10-1  
   Oil exploration and production, 17:21-2, 26  
   Resource management and revenue-sharing, 17:6, 18-9, 26  
 NEP, impact, 17:5-6  
 Oil and gas  
   Industry, economic importance, 17:7, 9-10, 16, 25-6  
   Related activities, 17:26  
   Royalties, 17:18
- Northwest Territories Land Use Planning Commission**, 31:7
- Norway**  
 Oil industry, ownership, 7:63-4
- Nova Scotia**  
 Petroleum, management, legislation, 29:6
- OECD**  
*See*  
 Organisation for Economic Co-operation and Development
- OPEC**  
*See*  
 Organisation of Petrol Exporting Countries
- Oboe Engineering Ltd.**, 7:11
- Oil and gas exploration**  
 Activity, 2:7, 25-6; 5:8, 9  
 Drilling, 1972-1984, 12:86-88  
 Slowdown, 32:4-5  
 Tables and charts, 2A:10; 12A:63, 64  
 Canadian participation, 2:27-8; 15:19  
   Frontier projects, 4:14, 29-30  
 Costs, 2:6; 4:9, 32-4; 5:10-1; 12:83, 90  
   Frontier projects, 6:13-4; 10:18, 30-2  
   Heavy and conventional oil, comparison, 4:13-4; 5:10-1; 26:36
- Loi sur le Tribunal de la concurrence**  
*Voir*  
 Bill C-91
- Loi sur les terres territoriales**  
*Voir*  
 Terres territoriales, Loi
- Loi sur l'Office national de l'énergie**  
*Voir*  
 Office national de l'énergie, Loi
- Loi visant la réglementation des titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales, modifiant la Loi sur la production du pétrole et du gaz et abrogeant la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada**  
*Voir*  
 Bill C-92  
 Bill C-92, teneur
- Lucier, honorable Paul, sénateur (Yukon)**  
 Bill C-92, teneur, 29:11-2  
 Programme énergétique national  
   Arctique, région, 3:26; 4:20-2; 7:53-4; 14:18-21  
   Energie, 7:54  
   Essence, 9:13-4; 26:30-2, 57  
   Industrie pétrolière, 4:27-8; 6:17-8, 20-1; 7:51; 8:14-6; 24:36-7  
   Motions, 9:4, 25; 16:6, 33; 26:5, 76  
   Petro-Canada, 26:58-60  
   Pétrole et produits pétroliers, 20:23-6; 26:29, 37, 83; 27:23-4  
   Procédure, 9:17, 26  
   Recherche et développement, 7:22-3; 16:25-6  
   Tourisme, industrie, 9:13  
 Séances d'organisation, 1:8, 9
- MAINC**  
*Voir*  
 Affaires indiennes et du Nord canadien, ministère
- McAra, M<sup>me</sup> Cora, ancienne exploitante de station-service Petro-Canada, Gravenhurst, Ontario**  
 Mémoire, 23:7  
 Petro-Canada, rapports, 26:63-5  
 Programme énergétique national, discussion, 23:7-24
- McAra, M. George, ancien exploitant de station-service Petro-Canada, Gravenhurst, Ontario**  
 Mémoire, 23:7  
 Petro-Canada, rapports, 26:63-5
- McDermid, M. John, député (Brampton-Georgetown), secrétaire parlementaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources**  
 Bill C-24, teneur  
   Discussion, 18:7-11, 12-3, 14, 15, 16-8  
   Exposé, 18:6-7  
 Bill C-85, teneur  
   Discussion, 22:8-9, 10, 11-4  
   Exposé, 22:6-7
- MacDonald, honorable David, co-ordinateur des secours canadiens visant à lutter contre la famine en Afrique**, 7:11
- MacLeod, M. Jack, président directeur général, Shell Canada Limitée**  
 Shell Canada Limitée, Assemblée générale annuelle, déclaration, citation, 28:7

**Oil and gas exploration—Cont'd****Costs—Cont'd**

Tables and charts, 2A:7; 12A:56

Drilling rigs, 28:40-1, 44-5, 51, 52, 56

Government involvement, 26:47

Incentives, 2:16-8; 5:15-6; 6:9-10; 10:6-7, 8-12; 15:11-4, 18-20; 17:22-3, 26

Canadian Exploration Expense (CEE), 10:10, 14

Exploration tax credit, 22:12, 13; 29:13

Response, 2:28, 29

Specific fiscal arrangements, 30:7, 10-1

Tax based, proposals, 2:20-2; 3:16-8; 6:10-1; 15:14

**See also**

Petroleum Incentives Program

Investment, problems, 26:46-8

Prices, impact, 1:38-9; 4:11-2; 27:21-2

Profitability, 12:63-4

Uncommercial developments, subsidization, disadvantages, 21:7-8, 16-7

**See also**

Canada lands

**Oil & Gas Journal**

"Companies see stock trades as way to improve earnings," article, February 17/1986, quotation, 24:41

**Oil and oil products****Crude**

Conventional light oil, 12:68

Development, analysis, 26:7, 8

Production costs, 26:36, 37-8

Delivery time, 25:31-2, 33; 28:18-9

Demand served by Canadian supply, 27:12-3; 32:10

Exports, prices, 26:52

Major domestic buyers, 27:7, 15

**Marketing**

Brokers, 24:15

Deregulation, 25:7

Distribution, 32:11-2

Equitable system, proposals, 24:11, 12-3, 28-31; 26:26-7

Price not known in advance, 28:23

Prorationing, 24:39-40, 41-2; 25:27, 54-6; 26:25-6, 39-40; 28:26-7; 32:29-31

Supplementary sales, 24:11-2, 15, 27, 30, 40-1; 25:69-70; 26:26, 49-50; 27:19-20; 32:29, 31

Transfer of ownership, 26:36

U.S., comparison, 27:15

Refined petroleum products, separate commodities, 23:26

Shut in, 28:27-8

Turnaround time, 24:28; 28:24

**See also**

Oil industry — Refineries — Inventory

**See also below**

Heavy oil

Prices

Demand, reduction, 1:18, 35-6; 7:14-5; 32:8

Dependence upon, 1:17, 41

Diesel fuel, 23:75

Enhanced oil recovery (EOR), 1:33-4; 4:12-3; 13:22-5

Low prices, effect, 32:31-2

Special considerations, 26:24

Exports, 1:24; 2:6; 3:9; 19:8-9; 20:12, 13; 32:10, 11-2

Committee recommendation, 19:9, 21

Markets, 10:21

Access, 13:41

Monitoring and licencing, 20:11-2

McNeil, M. Michael, directeur, Relations publiques et affaires gouvernementales, Association canadienne des automobilistes  
Programme énergétique national, discussion, 23:67, 69-72, 74, 77

Maciej, M. Hans, directeur technique, Association pétrolière du Canada

Bill C-92, teneur, discussion, 30:8-9, 10, 11, 15, 20, 21

Bill C-94, teneur, discussion, 30:20-1

Programme énergétique national, discussion, 5:9, 11-2, 16, 17, 18-9, 20, 21-3, 24, 28, 32-4, 39

Maddock, M. Douglas W., directeur, Relations avec le gouvernement fédéral, Texaco Canada Inc.

Programme énergétique national

Discussion, 25:62-3

Remarques introductives, 25:39

Mann, M. D.W., gérant de la planification, Division du pétrole et du gaz naturel, Direction des activités commerciales, BP Canada Inc.  
Programme énergétique national, discussion, 21:22, 25

**Marathon Oil Company**

Filiales canadiennes, vente, 11:6, 24-5

**Marché (Le) du pétrole en 1986, cinquième rapport du Comité**

Adoption, 32:54

Présentation, 32:v

Table des matières, 32:vii

Tirage, 32:54

**Marline Oil Corporation, 11:5**

Marshall, honorable Jack, sénateur, (Humber-Saint-Georges-Sainte-Barbe)

Programme énergétique national, 25:49-50, 64

Maxwell, M. H.B., vice-président, Affaires gouvernementales, Suncor Inc.

Programme énergétique national

Discussion, 12:16-7, 21

Remarques introductives, 12:7-8; 28:57-8

Mayo, M. R.J., président, produits Petro-Canada, Petro-Canada Inc.

Programme énergétique national

Discussion, 26:46-7, 48, 51, 53-62, 63-5, 66-75

Exposé, 26:41-6

**Medallion Petroleum****Voir**

Norcen Energy Resources Limited

**Média**

Pétrole, industrie, reportage, 15:6-7, 14

Shell Canada Limitée, établissement des prix de l'essence, politique, interprétation, 28:7-8

**Mer du Nord**

Pétrole et gaz, exploration, coûts, 11:13, 15, 19-20

Mercier, M. J.A., président, Universal Explorations (83) Ltd.

Programme énergétique national

Discussion, 24:13, 16, 17-21, 24-5, 26-7, 28-9, 30, 31, 32, 33, 34-5, 36, 37, 38-9, 40, 41, 42, 43



**Oil and oil products—Cont'd**Exports—*Cont'd*

Restrictions, 13:29-31

Tables and charts, 2A:4

Free market, assumption, 23:26, 32-3; 24:23; 26:18, 38; 27:7, 19, 20

Fuel oil, prices, 23:50-1, 52

## Heavy oil

Demand, 19:15

## Development

Analysis, 26:7-8

Necessary components, 26:15-6, 18-24

Diluents, 26:23

Economic benefits, 10:23-5

Exports, 1:35; 10:26-7

Markets, 26:22

## Production

Costs, 23:26; 26:8-9, 36

Economic considerations, 12:25-30

Increase, consequences, 10:28; 28:28

Potential, 10:16-8, 20-1

Projects, 8:25; 28:59

Recovery, 12:10

Upgrading, 10:27-8, 30, 33; 13:29

Committee position, 32:9

## Imports

Crude oil, 20:14-6; 32:10

Refined products, 23:30-1, 42-5, 50, 52-3; 26:81-3, 89-90

Desirableness, 32:38

Unrestricted, 20:12-3; 26:79-80

International market, changeableness, 32:3

## Oil crises

## Consequences

Large corporations, 25:29

Small producers and explorers, 23:25

Relief, proposals, 23:33-4, 48-9; 25:40-1; 28:37-8, 41-4

Scope, 28:55

## Prices

## Canadian

Data, lack of availability, 23:28, 42

Market-sensitivity, 20:18-9

U.S. and world markets, disparities, 23:45-8; 24:11-2, 13-5; 25:34, 45-50; 26:44

## Crude

Activity price option, proposal, 28:38, 39-40, 41-4, 52-4

## Administered price

Committee position, 32:22

NEP schedule, experience, 19:7-8

Proposals, 27:22-6; 28:21-3

## Chart, 21A:3

Decreases, impact, 12:19-20; 23:57; 24:11; 25:41; 32:4, 7-8, 9

Deregulation, 7:42-3, 66, 67; 11:28; 12:91; 13:31, 41-2; 15:18; 19:8

Economic impact, 6:26

Determination, 1:26-9; 5:22-4; 7:41-2; 8:17-8, 41-4; 12:28-30; 24:14

Exports to U.S., 26:52

Fall, 23:26; 24:16-7

Floor, 10:30, 32-3; 19:17-8; 27:22-3

Committee recommendation, 19:18, 21

Justification, 26:27-8

Opposition, 21:16-7; 25:41

Proposals, 23:33; 24:11, 23, 32-6; 26:15-6; 28:37-8, 39-40, 52, 54; 32:14-5

Forecasts, 8:7; 12:20, 21, 41-2, 56-7; 13:8-9, 12-3; 21:17; 25:40, 64; 26:43

Heavy and light, comparison, 10:27

Posted prices, 25:18-9, 50-4; 26:48-9; 28:6

**Mercier, M. J.A., président, Universal Explorations (83) Ltd.—Suite**Programme énergétique national —*Suite*

Exposé, 24:6-8

Notes biographiques, 24:7

**Mexique**

Pays producteur de pétrole, classification, 21:14

**Miles, M. P., directeur général intérimaire, Etudes de l'énergie; directeur général, Réglementation de l'énergie, Office national de l'énergie**

Programme énergétique national

Discussion, 13:12, 13-4, 15-22, 25-6, 27, 28, 29; 20:25-6

Exposé, 13:8-11

**Mobil Oil Canada Ltd.**

Recherche et développement, 1:23

**Molgat, honorable Gildas L., sénateur (Ste-Rose)**

Programme énergétique national

AIE, 12:51

Energie, 3:28-9, 30; 13:20

Energie, conservation, 13:15-6

Energie, politique, 15:18-9

Energie, ressources, 16:18-20

Energie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent, 13:8

Etats-Unis, 12:76

Exportations, 7:29-30

Gaz naturel, 12:80

Gouvernement, dépenses, 7:28-9

Impôt sur le revenu, 11:17-8

Industrie pétrolière, 4:14-5; 7:56; 15:8-10

Motions, 12:4, 5, 24, 34; 15:4, 32; 17:4, 27

PCRP, 12:46-9

PEN, 1:31-2

PITRC, 12:46-9

Petro-Canada, 7:61

Pétrole et produits pétroliers, 8:30-3; 12:10, 15-6, 21, 31

Procédure, 7:69; 13:19

Recherche et développement, 12:49-50; 16:18

Roxby Petroleum Ltd., 15:31

Territoires du Nord-Ouest, 17:26

**Morgan, M. Gwyn, président, directeur et membre du comité de direction, Independent Petroleum Association of Canada**

Comparution devant le Comité, juin 1984, 1:19

Programme énergétique national

Discussion, 3:11, 12-5, 16-9, 20, 21-3, 24-9, 30-4

Exposé, 3:5-10

**Mulroney, très honorable Brian, premier ministre**

Canertech Inc., promesse, 7:29

Investissements étrangers, position, 11:28

**National Energy Act (Etats-Unis)**

Propriété, dispositions, 7:39

**Newsweek**

«OPEC Drills a Dry Hole», article, 28 janvier 1985, 8:17

**Oil and oil products—Cont'd**

## Prices—Cont'd

## Crude—Cont'd

## Posted prices—Cont'd

Actual prices, relationship, 27:14

Determination, 25:12-5, 45-7, 57-8; 26:44-5, 46, 51-2; 27:18-9; 28:14-8, 29-30, 46-7, 71; 32:27, 29

Evolution, 27:30

Fluctuations, 32:3

Formula based on U.S. West Texas Intermediate (WTI) price, 27:7-8, 10-2, 13

Abandon, 27:8, 11

Benefits, 27:9

Monitoring, Committee recommendation, 32:1, 20

NYMEX (New York Mercantile Exchange) benchmark, 28:15-7

U.S., comparison, 27:13-4; 28:19-21; 32:19-21

Chart, 32:21

Prospects, 28:28-9

Supplementary market, 27:27-8; 32:31

Undervaluation, 21:10; 27:14, 17, 20-2, 28

Volatility, 26:76-7, 90

World, 13:9, 13-5; 26:22-3

Adoption, recommendation, 2:9-11

Potential problem, 1:32-3

Fall, 20:12, 27

Repercussions, 2:11; 26:14-5; 27:8-9; 30:13

Forecasts, 6:23-4

Sharp increase, consumer protection, 19:5, 18-9

Committee recommendation, 19:18, 21; 32:19

Increases, impact, 1:15-6, 36-7

Rack pricing, 23:51; 25:20-1, 35-8, 60; 26:89; 28:26

Retail, 20:16-7; 25:7, 19; 26:30-1, 46

Consumers' expectations, 26:45

Decreases and increases, time lag, 24:12, 16; 25:21-2, 47-50, 67-9; 26:35, 36; 27:18

Monitoring, Committee recommendation, 32:1, 23

Relationship to crude oil prices, 25:11-2; 26:6-7, 32; 27:17; 32:33

Unwarranted increases, prevention, 32:22

Stability, definition, 26:18-9

Synthetic crude, 28:83

Tables and charts, 1A:11-2; 5A:10; 12A:38, 39; 13A:3; 20A:6, 8, 10

## Production

Conventional oil, 11:8

Chart, 11A:7

Costs, 2:6-7; 4:13-4, 32-4; 12:25-7; 14:27; 26:7-9

Frontier regions, 6:13-4; 10:18, 31-2

Heavy oil, 10:30

Tables and charts, 2A:8

Decline, 2:6

Tables and charts, 2A:5

Fiscal sensitivities, 12:90

Chart, 12A:66

Incentives, 12:84-6; 15:24, 26

Prices, link, 26:21

## Refined products

Cost structure, 26:45

Free trade, facilitation, 23:28

Specifications, restriction to competition, 23:52

Revenues, sharing, 7:43-4

Federal-provincial, 2:22-5

Governments and industry, 1:20; 2:7

Tables and charts, 2A:9

Storage program, 2:31-2

Strategic importance, implications, 8:40-1; 19:3

## Supplies

Conventional light oil, 2:15-6, 29; 5:9, 18; 19:15; 20:23-6; 28:61

Niedermaier, M. John A., président, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; président, Badger Drilling Ltd.; président, Petro Well Servicing

Programme énergétique national

Discussion, 28:39, 40-2, 43, 45-6, 47, 48, 50, 51-2, 53, 55-6

Exposé, 28:33-9

Nielsen, M. Arne R., président du Conseil des gouverneurs, Association pétrolière du Canada; président du Conseil d'administration, administrateur, directeur général, Canadian Superior Oil Ltd.

Programme énergétique national

Discussion, 5:7-9, 10, 11, 12-4, 15, 16-8, 19, 20, 23-6, 28, 29-32, 34, 35-6

Exposé, 5:5-7

## Niger

Sécheresse, 7:11

Technologie énergétique, demandes, 7:10

Nixon, Richard, ancien président, Etats-Unis, 21:20

Norcen Energy Resources Limited (anciennement Medallion Petroleum)

Coûts, 4:32-3

Formation, programmes, 4:28

Historique, 4:5

PEP, subventions, 4:10, 25

Politique énergétique, étude, 4:6-7

Position et recommandations

Gaz naturel, protection, 4:30-2; 5:36-8

Industrie pétrolière

Investissement canadien, 4:19, 29

Régime fiscale, 4:18, 27-8

PEN, 4:25-7

PEP, 4:15-8

Règlements, 4:21-2

Profits, 4:30, 34-5

Prospection, activités, 4:8-9, 11, 24-5, 35-6

Recherche et développement, 4:28

Récupération améliorée du pétrole, 4:12-3

Simplicité, efficacité, équité, énoncé de politique, 4:5, 8, 16, 17, 27, 29, 31; 4:A1-13

TRPG et impôts, 4:18, 19-20

Northern Native Development Corporation, 17:13

## Norvège

Industrie pétrolière, appartenance, 7:63-4

## Nouvelle-Ecosse

Pétrole et gaz, administration, loi, 29:6

## OCDE

## Voir

Organisation de Coopération et de Développement Economique

## ONE

## Voir

Office national de l'énergie

## OPEP

## Voir

Organisation des pays exportateurs de pétrole

**Oil and oil products—Cont'd****Supplies—Cont'd**

- Depletion, 1:17-8; 8:33
- Elasticity in response to price, 2:17-8; 5:8-9, 11-2; 8:24-5, 31-3, 42-4; 13:25-6; 26:21-2; 32:7-8
- Electricity, comparison, 1:21
- International surplus, 19:15; 28:67-8
- Prospects, 2:6, 28-9; 10:19, 20-1
- Protection, 1:19; 5:37-9; 13:40; 19:9, 17-8
  - Canadianization of industry, 19:19
  - Committee recommendations, 19:9, 18, 21
  - Emergency reserve, 19:17
- Reserves, 1:16, 20, 24, 42-3; 2:6, 30; 4:32; 5:8-9; 12:9-10; 13:10, 22-4
  - Beaufort Sea, 6:13; 13:28
  - Hibernia, 1:25; 13:28
  - Increase, 24:43
  - Per successful well, 12:83
  - Replacement cost, 31:22-4
  - Tables and charts, 1A:14, 16, 18; 2A:6; 8:40; 12A:1, 55; 13A:8
- Security, 1:17, 41; 3:28-30; 5:17-9, 28-9; 6:11-3; 32:9-10, 11-2
- Outlook, 25:41
- Self-sufficiency
  - Objective, assessment, 5:17-22; 21:18
  - Oil sands, contribution, 28:61
- Western Canadian crude, shut in, 20:17-8; 21:10-1; 28:46-7
- Western sedimentary basin, 2:7, 15-6; 5:10-1, 20-1; 8:40; 10:17
- Chart, 20A:12
- See also*
  - Oil and gas exploration
- Supply and demand, 5:21-2; 13:10-1, 27-8, 31
- Charts, 13A:9, 10, 13
- Shortfalls, free market response, 21:19-20
- Tariffs, Canada and other countries, 26:79-80, 83-4; 26A:7
- Taxation, 25:42
  - Special taxes, reduction, proposals, 9:7, 10; 26:17-8, 29-30; 28:38
- Wells, abandonment, 32:32
- See also*
  - Gasoline

**Oil industry****Activity**

- Background and outlook, 4:5-6; 5:6-8; 6:25-6; 8:7-8
- Canadian companies and Canadian branches of multinationals, comparison, 10:11-2
- Decrease, 5:29-30; 25:6-7
- Incentives, 6:9-10; 8:6-7; 12:73, 84-6; 15:24, 26-7
- Increase, 3:9-12
- Oil prices, decline, impact, 26:14-5, 31-2
  - Counterbalancing policies, proposals, 23:33; 24:11, 23, 32-6; 26:15, 17-8, 29-30, 35
- Pre-NEP, 3:20, 21
- Anti-competitive practices, 23:46, 47-8; 25:21-2
- Authority for expenditure (AFE), 24:25, 31-2
- Canadianization
  - Canadian ownership special charge, 9:7, 9-10
  - Committee recommendation, 19:19, 21
  - Government, role, 15:10
  - Investment, encouragement through normal market forces, 8:6, 28; 10:7
  - NEP, role, 3:22-3; 7:44-5, 61-3
    - Result, 12:97-8
  - Objective, national interest, 19:4, 19
  - Proposals
    - COR requirement, 6:27-8

**Oboe Engineering Ltd., 7:11****Office national de l'énergie (ONE)**

- Energie (L') au Canada: offre et demande, 1983-2005*, 13:6-8, 22
- Fonds, 20:20
- Interprovincial Pipeline Ltd., demande d'expansion, 20:11, 22-3
- Mandat, responsabilités, rôle, 13:39-40; 20:11-2, 19-20
  - Compétence, 20:31
  - Conseils donnés au ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources, 20:31
  - Limitations, 20:17, 22; 24:31
- Mémoire, 13A:14-26
- Personnel, 20:20
- Position et recommandations
  - Energie
    - Politique nationale, 13:18-9
    - Ressources nouvelles et renouvelables, 13:22
  - Pétrole, prix, déréglementation, 13:41-2
  - Pétrole et gaz, exportations, 13:30-1
    - Critères, 1:18-9, 35; 8:21
- Présentation, 6 mars 1986, déclaration préliminaire, 20A:1-12
  - Résumé, 20:11-2
- Prise de conseil avant de répondre aux questions, 20:32
- Projections
  - Energie, demande, 13:9-10, 17-8, 19-22
    - Graphiques, 13A:18, 19, 20
  - Gaz naturel
    - Offre et demande, 13:11, 37-8
    - Graphiques, 13A:25, 26
    - Réserves, 13:11, 31-3, 36-7
    - Excédent, calcul, 13:35-6
    - Graphique, 13A:24
  - Pétrole
    - Offre et demande, 5:21; 13:10-1, 27-8; 28:61
    - Graphiques, 13A:22, 23, 26
    - Prix, 13:8-9, 12-3
    - Tableaux et graphiques, 13A:16; 20A:7, 9, 11
    - Réserves, 2:7; 13:10, 22-6
    - Graphique, 13A:21

**Office national de l'énergie, Loi**

- Art. 83 — Considération applicable à la délivrance de licences, 13:40
- Dispositions, résumé, 20:19, 20

**Oil & Gas Journal**

- «Companies see stock trades as way to improve earnings,» article, 17 février 1986, citation, 24:41

**Oliver, M. W.L., vice-président, Affaires gouvernementales, Groupe des ressources, Suncor Inc.**

- Programme énergétique national, discussion, 12:9-11, 14-6, 17-21, 25-9, 31-4

**Olson, honorable Horace Andrew, sénateur (Alberta-Sud) (président suppléant, fascicule n° 20)**

- Bill C-24, teneur, 18:9-11
- Bill C-85, teneur, 22:8-10
- Bill C-92, teneur, 31:14-5, 16, 17
- Programme énergétique national
  - Automobiles, 9:16-7
  - Arabie Saoudite, 28:67-8
  - Arctique, région, 17:13-5
  - Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, 28:41-5, 49-50, 51



**Oil industry—Cont'd**

## Canadianization —Cont'd

## Proposals —Cont'd

## PIP

Replacement, 7:45-6, 68

Uniform rate, 2:27-8

Purchase by Canadians of equity, incentives, 2:9, 18-20; 3:19, 24-5; 4:29; 5:30-1; 7:68-9; 15:10, 19, 21-2

*See also*

Canada lands — Exploration and development

Capital availability, 26:19-20

Cartel, 23:26

Competitiveness, 25:32, 35-6, 42, 68-9

Lack, 23:41; 27:30

Concentration, 21:24; 24:25; 25:32

Countermeasures, need, 23:25-6

*See also*

Vertical integration

## Contract drilling and service rigs sector

Activity, 28:34-5

Decline, 28:55-6

Cost, 28:36-7

Long-term implications, 28:47-8

Dependence on explorers and producers, 28:51

Dramatic increase, rapidity of response, 28:41, 50

International scene, 28:56-7

1986, forecasts, 28:36

Drilling rigs, 28:40-1, 44-5, 51, 52, 56

Employment, 28:35-6, 40

Expenditures, Canada benefits, 28:36, 55

Insurance premiums, 28:55

Investment, 28:35

Payroll, 28:36

## Conventional oil and gas sector

Development, role of small companies, 12:64; 15:26; 24:8, 10

Drilling activity, 12:86-8

Structural problems, 12:63-4

*See also below*

Government aid

Costs, 15:23-4, 25; 26:36, 37-8

Deregulation, 13:39-40; 25:66

Canada and U.S., comparison, 24:39

Support, 24:18

Economy, impact, 3:8-9; 6:25-7

*See also below*

Employment

Electric industry, comparison, 1:27

Employment, 28:35-6, 40

Job creation, 3:7, 8, 15-6; 5:34-5

Lay-offs, 24:24; 26:67-8

## Financial situation

Cash flow, 5:32-3; 11:7-9

Utilization, 3:21; 5:15-6, 18-9; 11:10-1, 32-3

Indebtedness, 3:21-4; 8:10-1, 40; 11:9

Key indicators, 8:36-7, 39

Profits and losses, 3:10; 6:17-9, 20-3; 8:27, 35-6; 10:22-3; 25:7

After-tax return, 4:34-5; 7:65-6; 12:84-5; 15:15, 32; 25:42; 26:42-3

Charts, 4A:2; 12A:60

Statistics, 15:6-7, 8-10, 14

Use, 24:17-8

## Fiscal regime, 10:13-5

Investments, impact, 11:29; 12:69, 83

Multinational companies, 10:14-5, 30; 21:6-7, 18

Oil sands projects, 5:10; 12:13-9, 21-4

Charts, 12A:2, 3

Other industries, comparison, 1:41-2; 3:6, 20-1; 7:57-60; 8:25-7; 11:10; 15:29

**Olson, honorable Horace Andrew, sénateur (Alberta-Sud)...—Suite**

## Programme énergétique national —Suite

Energie, politique, 12:13; 28:79

Energie, ressources, 7:23-6

*Energie (L') au Canada: offre et demande, 1983-2005*, Office national de l'énergie, rapport, 13:7-8

Energie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent, 20:21, 26-7

## Essence

Exploitants de stations de service, 23:12-6, 19-20; 28:11-3

Prix, 9:21-2; 21:22-4; 23:59-62, 68-70; 28:11, 13-4

Etats-Unis, 12:75-6

Gaz naturel, 2:25-7; 12:80; 13:31-7

Impôt sur le revenu, 11:16-7; 12:93-4; 15:7-8

Industrie pétrolière, 3:18-21; 5:20; 8:37; 11:29-32; 12:95-6; 13:40-1; 15:23-4

Motions, 13:4, 5, 8; 19:34, 35

PEN, 8:9-12

PEP, 6:16; 12:100-1

Petro-Canada, 23:34, 35-8

Pétrole et gaz, exploration et développement, 2:16-8; 10:8-12; 12:86-7, 88

## Pétrole et produits pétroliers

Approvisionnements, 1:24-6; 2:15-8; 5:8-10, 22-4; 20:17-8

Distributeurs indépendants, 23:53

Imports, 20:12-3

Marché libre, hypothèse, 23:32-3

Offre et demande, 13:28

Pétrole lourd, 10:16-7, 20-1, 26-8; 12:25-30; 13:29

Prix, 13:12; 28:18

Récupération assistée, 13:22-5

Procédure, 8:34; 9:17; 10:13, 24, 36; 13:9, 18; 20:10, 11, 13, 17, 18, 21, 30, 31, 33; 23:50

Recherche et développement, 12:51-2

Sables bitumineux, 28:80-1

Shell Canada Limited, 28:9-10, 30-1, 32

Suncor Inc., 28:63-7, 76

Terres du Canada, 6:15-6; 7:48-50

Séances d'organisation, 1:12

**Ontario**

Essence, prix dans le Nord et dans le Sud, étude, 26:55

## Gouvernement

Energie, ministère, 7:36

Gaz naturel, prix, position, 8:8, 15, 18

Suncor Inc., propriétaire partiel, 28:73

Uranium, industrie, aide, 28:79-80

Industrie pétrolière, retombées économiques, 28:36, 55

**Orchard, M. Dennis, directeur, Programmes énergétiques domiciliaires, Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources**

Bill C-24, teneur, 18:9, 12, 13, 15, 17

Programme énergétique national, discussion, 12:46-7

**Organisation de Coopération et de Développement Economique (OCDE)**

Energie, recherche et développement, position, 16:16, 17-8

**Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)**

Création, raisons, 26:6

## Pétrole

Prix, influence, 12:28-9; 13:14; 21:17

Réserves mondiales, domination, 19:3-4; 32:10

**Oil industry—Cont'd**Fiscal regime—*Cont'd*

## Reform

Federal-provincial agreement, 11:29-32

Impact, 3:13-6, 18-9; 6:26; 8:16, 23-4; 11:28; 12:19

Incentives, 5:24-6, 30; 7:45-6, 66-7

Incremental oil revenue tax, 12:17

Objectives, 6:7, 15-6, 24-5

## Proposals

Elements creating double taxation, elimination, 3:24

Heavy oil production, 26:23-4

Profit-based tax, 8:12, 33-5, 37-9; 12:92-4

Tax-incentive system, 10:8-11

Taxes and royalties, elimination or reduction, 3:12-3, 18-20;

4:15-6, 18; 8:15; 12:89-90; 15:16-18, 20-1

Provinces, reaction, 12:95-6

Support, 4:27-8

Royalties, 2:24; 8:30-1

Discrepancies, 26:40

Northwest Territories, 17:18

Reductions, 12:96

Impact, 8:23-4; 28:37

Proposals, 4:18; 11:30-2; 15:17, 28; 28:45-6

Taxation, 3:20-1; 7:56-7; 11:9-10, 16-8; 15:27-8; 19:11

Western Accord, modifications, 21:18-9

*See also*

Petroleum and gas revenue tax

Foreign control, 1:22-3, 29; 7:64-5

Other countries, comparison, 7:63-4

Gasoline prices, setting, 23:8, 13-5, 18-9, 40-1, 42

## Government

Obligations, lack of appreciation of, 7:53

Role, 8:17-20, 29, 43; 10:33-5; 25:64-6; 30:18-20

Government aid, 24:24-5; 32:4, 13-4

Conventional oil and gas sector, 32:14-6

Committee recommendation, 32:1, 14

Funding, 32:18-9

Nonconventional oil producers, 32:16-8

Committee recommendation, 32:1, 17

Sunset clause, 32:19

Withdrawal, desirability, 19:4, 11

## Independent distributors

Canadian refineries, relations, 23:29-32, 40; 25:29-30; 32:37

Contractual arrangements, 23:52, 53

U.S. suppliers, comparison, 23:38-9; 26:66

Unfair trade practices, 23:30, 47-8; 26:65-6

Economic role, 23:28-9

Market share, 23:43

Profit margin, 23:29-30, 37

U.S. imports, 26:89-90

Attendant difficulties, 23:30-1, 42-5

Regina loop, 23:50, 52-3

## Investments

Acquisitions and exploration projects, comparison, 25:66-7

Canadian, 4:19, 29; 5:16

Incentives, 15:22

Capital, 3:10

Decisions, 8:7, 11-2, 27-8; 12:65-9, 71-2

Key factors, 11:7

Charts, 12A:42, 43, 44

Economic and fiscal impact, 3:8-9

## Increase

Needs, 25:40, 41-2

Proposals, 5:32-3; 6:28-9

Investor confidence, 8:35-7; 11:28-9; 26:19

New equity, creation, 3:9, 11, 31-3; 15:15-6, 31-2

Reinvestment, 5:23-4; 6:22-3; 11:10-1, 32-3

**Overvelde, M. G.J., Francis Fuels Ltd., Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers**

Programme énergétique national, discussion, 23:51-2

**PAREX (Partnership for Atlantic Region Exploration), 11:12****PARI***Voir*

Conseil national de recherches — Recherche industrielle, Programme d'aide

**PCRP***Voir*

Remplacement du pétrole, programme canadien

**PEEE***Voir*

Processus d'examen des évaluations environnementales

**PEN***Voir*

Programme énergétique national

**PEP***Voir*

Programme d'encouragement du secteur pétrolier

**PERIF***Voir*

Forêts et produits forestiers, industrie — Energie renouvelable dans l'industrie forestière, Programme

**PESP***Voir*

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PEP)

**PITRC***Voir*

Isolation thermique des résidences canadienne, programme

**PPIL***Voir*

Conseil national de recherches — Projets Industrie-Laboratoire, Programme

**Pacific Gas and Electric Co.**

Energie, conservation, 7:17

**Padley, M. Barry, vice-président, Finances, Roxy Petroleum Ltd.**

Programme énergétique national, discussion, 15:7-10, 12-5, 17, 19-20, 28-9, 31-2

**Pan Ocean Oil Ltd., 11:23-4, 25****Panarctic Oils Ltd., 12:28; 17:6****PanCanadian Petroleum Limited**

Diapositives, 27:10, 12-14, 15-6, 17, 28

Position et propositions

Gaz naturel, prix, déreglementation, 27:27

Pétrole brut, prix, 27:8-9, 22-5, 30

Ventes aux Etats-Unis, 27:26

**Oil industry—Cont'd**

Investments —Cont'd

Reinvestment—Cont'd

Graph, **11A:9**Management, **8:6**Canadian expertise, **10:25-6**Markets, access, **13:40-1**Mobility, **1:38-9**Objectives, **1:19-20, 28-9, 30**

Oil products industry

*See below*

Refineries

Refineries

Capacity, utilization, **25:34-5**Concentration, **25:32; 26:46; 27:25-6; 32:33-4**Producers, response, **27:26**Costs, **25:16-7, 26-7**

Crude oil

Exchanges (swapping), **25:16, 53-4, 71; 32:37**Nominations, alteration, **21:12, 16; 32:29-30**Purchase price, **26:53; 27:18-9**Supplementary market, access, **26:49-50**Exchange agreements, **26:85-7; 28:82-3, 84***See also above*

Crude oil — Exchanges (swapping)

Financial situation

Capital investment, returns, **25:7-8, 26:42-3, 80**Losses, **26:45**Profit margins, **27:28; 28:8***See also below*

Revenues

Imports of refined products, potential threat, **26:81-3**

Inventory

Turnaround time, **24:28; 25:31-2, 33, 49-50; 26:37, 44; 28:7, 9-10, 24**Valuation, **25:19-20, 47-9**Investment needs, **25:40; 28:8**Lack of representation, **26:84**Letter from Minister of Energy, Mines and Resources concerning gasoline prices, response, **26:56-7**Oil substitution policy, consequences, **26:87-8**Operating environment, difficulties, **28:8**Market manipulation, **24:28-31**Public policy concerning, responsible department, proposal, **26:83**Rationalization, **32:8**Regional and national refiners, comparison, **26:88-9**Retail distributors, relations, **32:34, 38**Surplus production, sale, **26:80**Surplus retail outlets, sale under non-petroleum use covenants, **32:38**Wholesale pricing, **32:36-7***See also*

Gasoline — Prices — Rack pricing

Regulatory processes and regulations, **5:26-8; 13:38-40**Research and development, **4:28; 15:25-6**Resources supply, disappearance, response, **1:34-5**Restructuring, **25:6-7; 30:21**Revenues, **1:16, 19; 5:11-2, 19-20, 32-3; 7:69; 11:8-9**Decrease, **25:40**Netbacks, **2:17-8; 3:6; 8:27-8**Sharing between governments and industry, **4:6, 13; 5:12, 27; 7:43-4, 51-2, 55-7; 8:16, 30-1**Tables and charts, **1A:15; 5A:10; 11A:8-9**

Small explorers and producers (juniors)

Activities

Conventional reserves, development, **12:64; 15:26; 24:8, 10, 43**Frontier lands, **30:13-4****Passmore, M. Jeff, président, Passmore Associates International***Energie renouvelable: l'innovation à l'oeuvre*, **7:13**

Programme énergétique national

Discussion, **7:14-7, 18-9, 21-2, 23-5, 27, 28, 29-31, 34, 35, 36-7, 39-40**Exposé, **7:6-14****Pays en voie de développement (Tiers monde)**Assistance, **7:11-2**Energie, technologie, demandes, **7:10, 30****Pegg, M. C.W., conseiller, Questions commerciales, Shell Canada Limitée**Programme énergétique national, discussion, **28:11, 13-4, 26****Penrose, M. Don, vice-président, Planification et administration, Petroles Esso Limitée**Programme énergétique national, discussion, **25:12, 21, 22, 27, 32, 35-6****Petro-Canada**Acceptation en tant qu'entité sur le marché canadien, **26:73-4**Acquisitions, avantages, **26:71**Gulf Canada Limitée, **26:68-70**

Activités

Impératifs du marché, adaptation, **26:42**Orientation, **25:42**Profits dans le secteur en aval, conséquences, **26:75**

Essence

Distributeurs indépendants, ventes, **23:29-30, 32, 36-7; 26:65-6**Prix, fixation, **23:8-9, 12, 14, 17, 19; 26:56-7, 58-9, 61, 74**Vente au détail, part du marché, **26:71**Licenciements, **26:67-8**Mémoire, citations, **26:46, 51**PEN, bénéficiaire, **7:45**Pertes, activités en aval, **23:27, 34-8; 26:66-7**

Pétrole brut

Commercialisation, **26:49**Prix, diminution, répercussions, **26:43-4, 46**

Politiques concernant, propositions

Envergure, réduction, **23:27, 41-2**Ministre responsable, changement, **23:28***Statu quo*, conservation, **7:47-8, 61**

Raffinage et marketing, division

Mandat, **26:43, 46**

Pétrole brut

Achats, **26:49**Prix affichés, **26:51-2, 53**Rendement des capitaux, évaluation, **26:74-5**Rentabilité, **26:71-2**Stocks, roulement, délai, **26:45**Rapport annuel, **1985, 23:34, 49**Rôle, **1:23, 32; 4:29; 5:30-1; 9:14; 25:30-1**Sables bitumineux, exploitation, **5:10**

Stations de service

Ententes contractuelles avec les exploitants, **23:8-9, 12; 26:58-9, 60-3, 71-2**Non respect, réponse, **23:15-7, 19-20; 26:63-4**Excédentaires, disposition, **26:59-60**Terres du Canada, exploitation, participation, **6:15; 12:28**Vente proposée d'une partie au secteur privée, **7:64, 65**

**Oil industry—Cont'd**Small explorers and producers (juniors) —*Cont'd*Activities —*Cont'd*

Overextension, 5:14; 11:33-4; 15:11-2

Assistance, needs, 32:14-6

Brief to Premier of Alberta, April 7/86, 23:33; 24:11, 33-4; 25A:7-10

Characteristics, 24:9-10

Efficiency, major oil companies, comparison, 24:24-6

Employment opportunities, 24:36-7

Incentives, 4:14-6; 5:24-5, 31-2; 12:69-73, 84-6; 24:9

Chart, 12A:59

Lack of representation, 24:9, 13, 18-21

## Marketing

Difficulties, 24:11-2, 13-7, 23, 28-31, 42

Equitable system, proposals, 24:11, 30-1; 25:55-6

*See also below*

Pipeline, access

Oil prices, 26:51-2

Fall, impact, 24:10, 21-3

Stabilization, recommendation, 23:33; 24:11, 23, 32-6

Pipeline, access, 24:11-2, 26-7, 42

## Position

*Canadian Energy Policy*, Committee interim report, 24:6

Energy policy, 24:7-8, 19-20

Free enterprise system, 24:37-9

Grants, 24:6

PGRT, elimination, 24:33-4

Western Accord, 24:37

Production, 24:34

Purchase by large company, problems, solutions, 25:64-5

Vertical integration, 19:8; 32:34

Major integrated companies, 27:15-6

Upstream and downstream sectors, relations, 25:15-6

*See also*

Tar sands

**Oil Marketing: 1986, fifth report of Committee**

Adoption, 32:50

Presentation, 32:v

Printing, 32:50

Table of contents, 32:vii

**Oil sands***See*

Tar sands

**Oil Substitution and Conservation Act and the Canadian Home Insulation Program Act, Act to amend, subject-matter***See*

Bill C-24, subject-matter

**Oliver, W.L., Vice-President, Government Affairs, Resources Group, Suncor Inc.**

National Energy Program, discussion, 12:9-11, 14-6, 17-21, 25-9, 31-4

**Olson, Hon. Horace Andrew, Senator (Alberta South) (Acting Chairman issue no. 20)**

Bill C-24, subject-matter, 18:9-11

Bill C-85, subject-matter, 22:8-10

Bill C-92, subject-matter, 31:14-5, 16, 17

National Energy Program

Arctic regions, 17:13-5

Automobiles, 9:16-7

Canada lands, 6:15-6; 7:48-50

**Petro-Sun International Inc., 7:11****Pétrole et gaz**

## Exploration et développement

Activités, 2:7, 25-6; 5:8, 9

Forage, 1972-1984, 12:86-8

Ralentissement, 32:5

Tableaux et graphiques, 2A:27; 12A:133, 134

Coûts, 2:6; 4:9, 32-4; 5:10-1; 12:83, 90

Pétrole lourd et classique, comparaison, 4:13-4; 5:10-1; 26:36

Tableaux et graphiques, 2A:23; 12A:126

Terres domaniales, 6:13-4; 10:18, 30-2

Encouragements, 2:16-8; 5:15-6; 6:9-10; 10:6-7, 8-12; 15:11-4, 18-20; 17:22-3, 26

Crédit d'impôt à la prospection, 22:12, 13; 29:13

Déduction des frais d'exploration engagés au Canada, 10:10, 14

Dispositions fiscales particulières, 30:7, 10-1

Incitatifs fiscaux, propositions, 2:20-2; 3:16-8; 6:10-1; 15:14

Sensibilité aux, 2:28, 29

*Voir aussi*

Programme d'encouragement du secteur pétrolier

Forage, installations, 28:40-1, 44-5, 51, 52, 56

Gouvernement, intervention, 26:47; 30:18-20

Investissements, difficultés, 26:46-8

Participation canadienne, 2:27-8; 15:19

Terres domaniales, 4:14, 29-30

Prix, répercussions, 1:38-9; 4:11-2; 10:32-3; 27:21

Rentabilité, 12:63-4

Travaux non rentables, subventions, désavantages, 21:7-8, 16-7

*Voir aussi*

Terres du Canada

**Pétrole et gaz du Canada, Loi (Bill C-48, 1<sup>re</sup> session, 32<sup>e</sup> législature)**

Bill C-92, comparaison, 29:5, 6-7, 8, 9, 11-3

Conséquences, 10:29-30

## Dispositions

Part de la Couronne, 19:16

Régime fiscal, limitations, 6:16-7

Terres du Canada, pétrole et gaz, exploitation, 6:15

**Pétrole et produits pétroliers**

## Approvisionnements

## Autosuffisance

Objectif, évaluation, 5:17-22; 21:18

Sables bitumineux, contribution, 28:61

Bassin sédimentaire de l'Ouest, 2:7, 15-6; 5:10-1, 20-1; 8:40; 10:17

Tableau, 20A:12

Brut dans l'Ouest du Canada, non-acheminé, 20:17-8; 21:10-2; 28:46-7

Elasticité par rapport aux prix, 2:17-8; 5:8-9, 11-2; 8:24-5, 31-3, 42-4; 13:25-6; 26:21-2; 32:7-8

Electricité, comparaison, 1:21

Epuisement, 1:17-8; 8:33

Marché international, surplus, 19:17-8; 28:67-8

Perspectives, 2:6, 28-9; 10:19, 20-1

Pétrole léger conventionnel, 2:15-6, 29; 5:9, 18-9; 19:17; 20:23-6; 28:61

Protection, 1:19; 5:37-9; 13:40; 19:11, 19-20

Canadianisation de l'industrie, 19:22

Recommandations du Comité, 19:11, 20, 23

Réserve d'urgence, 19:19

Renseignements quant au marché, manque, 23:28

Réserves, 1:16, 20, 24, 42-3; 2:6, 30; 4:32; 5:8-9; 12:9-10; 13:10, 22-4

Augmentation, 24:43



- Olson, Hon. Horace Andrew, Senator (Alberta South) (Acting...—**  
*Cont'd*  
 National Energy Program —*Cont'd*  
 Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, **28:41-5, 49-50, 51**  
*Canadian Energy: Supply and Demand, 1983-2005*, National Energy Board, report, **13:7-8**  
 Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee, **20:21, 26-7**  
 Energy policy, **12:13; 28:79**  
 Energy resources, **7:23-6**  
 Gas, natural, **2:25-7; 12:80; 13:31-7**  
 Gasoline  
 Prices, **9:21-2; 21:22-4; 23:59-62, 68-70; 28:11, 13-4**  
 Service station operators, **23:12-6, 19-20; 28:11-3**  
 Income tax, **11:16-7; 12:93-4; 15:7-8**  
 Motions, **13:4, 5, 8; 19:31**  
 NEP, **8:9-12**  
 Oil and gas exploration, **2:16-8; 10:8-12; 12:86-7, 88**  
 Oil and oil products  
 Enhanced oil recovery, **13:22-5**  
 Free market assumption, **23:32-3**  
 Heavy oil, **10:16-7, 20-1, 26-8; 12:25-30; 13:29**  
 Imports, **20:12-3**  
 Independent distributors, **23:53**  
 Prices, **13:12; 28:18**  
 Supplies, **1:24-6; 2:15-8; 5:8-10, 22-4; 20:17-8**  
 Supply and demand, **13:28**  
 Oil industry, **3:18-21; 5:20; 8:37; 11:29-32; 12:95-6; 13:40-1; 15:23-4**  
 PIP, **6:16; 12:100-1**  
 Petro-Canada, **23:34, 35-8**  
 Procedure, **8:34; 9:17; 10:13, 24, 36; 13:9, 18; 20:10, 11, 13, 17, 18, 21, 30, 31, 33; 23:50**  
 Research and development, **12:51-2**  
 Saudi Arabia, **28:67-8**  
 Shell Canada Limited, **28:9-10, 30-1, 32**  
 Suncor Inc., **28:63-7, 76**  
 Tar sands, **28:80-1**  
 United States, **12:75-6**  
 Organization meetings, **1:12**
- Ontario**  
 Gasoline, prices in North and South, study, **26:55**  
 Government  
 Energy, Ministry, **7:36**  
 Natural gas prices, position, **8:8, 15, 18**  
 Suncor Inc., part ownership, **28:73**  
 Uranium industry, aid, **28:79-80**  
 Oil industry, benefits, **28:36, 55**
- Ontario Hydro**  
 Pricing, **1:28**  
 Small hydro facilities, **7:31**
- Orchard, Denis, Director, Home Energy Programs, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources**  
 Bill C-24, subject-matter, discussion, **18:9, 12, 13, 15, 17**  
 National Energy Program, discussion, **12:46-7**
- Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)**  
 Energy research and development, position, **16:16, 17-8**

- Pétrole et produits pétroliers—Suite**  
 Approvisionnement —*Suite*  
 Réserves—*Suite*  
 Beaufort, mer, **6:13; 13:28**  
 Coût de remplacement, **5:22-4**  
 Hibernia, **1:25; 13:28**  
 Par puit réussi, **12:83**  
 Tableaux et graphiques, **1A:33, 35, 37; 2A:22; 8:40; 12A:68, 125; 13A:21**  
 Sécurité, **1:17, 41; 3:28-30; 5:17-9, 28-9; 6:11-3; 32:12-3**  
 Perspectives, **25:41**  
*Voir aussi*  
 Pétrole et gaz—Exploration et développement
- Brut**  
 Acheteurs au plan national, **27:7, 15**  
 Commercialisation  
 Courtiers, **24:15**  
 Déréglementation, **25:7**  
 Distribution, **32:12-3**  
 Ventes supplémentaires, **32:31-2, 33**  
 Etats-Unis, comparaison, **27:15**  
 Prix non connu d'avance, **28:23**  
 Proportionnalité (proration, système), **24:39-40, 41-2; 25:27, 54-6; 26:25-6, 39-40; 28:26-7; 32:31-4**  
 Système équitable, propositions, **24:11, 12-3, 28-31; 26:26-7**  
 Transfert de propriété, **26:36**  
 Ventes supplémentaires, **24:11-2, 15, 27, 30, 40-1; 25:69-70; 26:26, 49-50; 27:19-20; 32:31-2, 33**  
 Demande satisfaite à partir des réserves canadienne, **27:12-3; 32:10-1**  
 Exportations, prix, **26:52**  
 Livraison, délai, **25:31-2, 33; 28:18-9**  
 Non-acheminé, **28:27**  
 Pétrole léger conventionnel, **12:68**  
 Coûts de production, **26:36, 37-8**  
 Mise en valeur, analyse, **26:7, 8**  
 Produits pétroliers raffinés, marchandises distinctes, **23:26**  
 Roulement, délai, **24:28; 28:24**  
*Voir aussi*  
 Industrie pétrolière — Raffineries — Stocks  
*Voir aussi plus bas*  
 Pétrole lourd  
 Prix
- Carburant diesel, 23:75**  
 Commodity nécessaire en temps de guerre, considérations, **8:40-1; 19:3**  
 Crises pétrolières  
 Conséquences  
 Grandes sociétés, **25:29**  
 Petits producteurs et prospecteurs, **23:25**  
 Envergure, **28:55**  
 Remèdes, propositions, **23:33-4, 48-9; 25:40-1; 28:37-8, 41-4**  
 Demande, réduction, **1:18, 35-6; 7:14; 32:8**  
 Exportations, **1:24; 2:6; 3:9; 19:11; 20:12, 13; 32:11, 12-3**  
 Marchés, **10:21**  
 Accès, **13:41**  
 Permis et contrôle, **20:11-2**  
 Recommandation du Comité, **19:11, 23**  
 Restrictions, **13:29-31**  
 Tableaux et graphiques, **2A:20**  
 Huile à chauffage, prix, **23:50-1, 52**  
 Importations  
 Pétrole brut, **20:14-6; 32:11**  
 Produits pétroliers raffinés, **23:30-1, 42-5, 50, 52-3; 26:81-3, 89-90**  
 Utilité, **32:42**  
 Pas de restrictions, **20:12-3; 26:79-80**

**Organisation of Petrol Exporting Countries (OPEC)**

- Creation, causes, 26:6
- Oil
  - Prices, influence, 12:28-9; 13:14; 21:17
  - World reserves, domination, 19:3; 32:10

**Overvelde, G.J., Francis Fuels Ltd., Petroleum Marketers Association of Canada**

- National Energy Program, discussion, 23:51-2

**PAREX (Partnership for Atlantic Region Exploration), 11:12****PERD**

- See*
  - Panel on Energy Research and Development

**PGRT**

- See*
  - Petroleum and gas revenue tax

**PILP**

- See*
  - National Research Council — Industrial Laboratory Projects, Program

**PIP**

- See*
  - Petroleum Incentives Program

**PMA**

- See*
  - Petroleum Monitoring Agency

**Pacific Gas and Electric Co.**

- Energy conservation, 7:17

**Padley, Barry, Vice-President, Finance, Roxy Petroleum Ltd.**

- National Energy Program, discussion, 15:7-10, 12-5, 17, 19-20, 28-9, 31-2

**Pan Ocean Oil Ltd., 11:23-4,25****Panarctic Oils Ltd., 12:28; 17:6****PanCanadian Petroleum Limited**

- Position and proposals
  - Crude oil prices, 27:8-9, 22-5, 30
  - Natural gas prices, deregulation, 27:27
- Slides, 27:10, 12-14, 15-6, 17, 28
- U.S. sales, 27:26

**Panel on Energy Research and Development (PERD)**

- Energy R & D programs, review, 12:35-6, 52
- Oil prices, position, 12:57
- Resources allocated to NRC, 16:8
  - Tables, 16A:8, 12
- Responsibilities, 12:34-5; 16:7

**Passmore Jeff, President, Passmore Associates International**

- National Energy Program
  - Discussion, 7:14-7, 18-9, 21-2, 23-5, 27, 28, 29-31, 34, 35, 36-7, 39-40
  - Statement, 7:6-14

**Pétrole et produits pétroliers—Suite**

- Marché international, mutation, 32:3
- Marché libre, hypothèse, 23:26, 32-3; 24:23; 26:18, 38; 27:7, 19, 20
- Offre et demande, 5:21-2; 13:10-1, 27-8, 31
  - Graphiques, 13A:22, 23, 26
- Pénuries, réponse du marché libre, 21:19-20

**Pétrole lourd**

- Demande, 19:17
- Diluants, 26:23
- Exportations, 1:35; 10:26-7
- Marchés, 26:22
- Mise en valeur
  - Analyse, 26:7-8
  - Conditions nécessaire, 26:15-6, 18-24
  - Position du Comité, 32:9-10

**Production**

- Augmentation, conséquences, 10:28; 28:28
- Coûts, 23:26; 26:8-9, 36
- Facteurs économiques, 12:25-30
- Possibilités, 10:16-8, 20-1
- Projets d'exploitation, 8:25; 28:59
- Récupération, 12:10
- Retombées, 10:23-5
- Valorisation, 10:27-8, 30, 33; 13:29

**Prix**

- Au détail, 20:16-7; 25:7, 19; 26:30-1, 46
  - Attentes des consommateurs, 26:45
  - Hausses injustifiées, prévention, 32:25
- Lien avec le prix du pétrole brut, 25:11-2; 26:6-7, 32; 27:17; 32:37
- Réductions et hausses, délai, 24:12, 16; 25:21-2, 47-50, 67-9; 26:35, 36; 27:18
- Surveillance, recommandation du Comité, 32:1, 26

**Brut**

- Baisses, conséquences, 12:19-20; 23:57; 24:11; 25:41; 32:4, 7-8, 9
- Chute, 23:26; 24:16-7
- Déréglementation, 7:42-3, 66, 67; 11:28; 12:91; 13:31, 41-2; 15:18; 19:10
  - Effets économiques, 6:26
- Détermination, 1:26-9; 5:22-4; 7:41-2; 8:17-8, 41-4; 12:28-30; 24:14
- Exportations vers les Etats-Unis, 26:52
- Graphique, 21A:6
- Instabilité, 26:76-7, 90
- Lourd et léger, comparaison, 10:27
- Marché supplémentaire, 27:27-8; 32:33
- Mondiaux, 13:9, 13-5; 26:22-3
  - Adoption, recommandation, 2:9-11
  - Problème éventuel, 1:32-3
- Chute, 20:12, 27
  - Répercussions, 2:11; 26:14-5; 27:8-9; 30:13
- Majoration importante et subite, protection du consommateur, 19:5-6, 21
  - Recommandation du Comité, 19:21, 23; 32:22
- Prévisions, 6:23-4
- Perspectives, 28:28-9
- Prévisions, 8:7; 12:20, 21, 41-2, 56-7; 13:8-9, 12-3; 21:17; 25:40, 64; 26:43
- Prix administré
  - Position du Comité, 32:25
  - Propositions, 27:22-6; 28:21-3
  - Régime du PEN, résultats, 19:9-10
- Prix affiché, 25:18-9, 50-4; 26:48-9; 28:6
  - Basé sur le NYMEX (Bourse mercantile de New York), 28:15-7

**Passmore Jeff, President, Passmore Associates International—Cont'd**  
*Renewable Energy: Innovation in Action*, 7:13

**Pegg, C.W., Advisor, Business Issues, Shell Canada Limited**  
 National Energy Program, discussion, 28:11, 13-4, 26

**Penrose, Don, Vice-President, Planning and Administration, Esso Petroleum Canada**  
 National Energy Program, discussion, 25:12, 21, 22, 27, 32, 35-6

## **Petro-Canada**

Acceptance by consumers, 26:73-4

Acquisitions, benefits, 26:71

Gulf Canada Limited, 26:68-70

### **Activities**

Impact of downstream profits, 26:75

Influences, 25:42

Market requirements, adaptation, 26:42

Annual report, 1985, 23:34, 49

Brief, quotations, 26:46, 51

Canada lands development, participation, 6:15; 12:28

### **Crude oil**

Marketing, 26:49

Prices, decrease, impact, 26:43-4, 46

### **Gasoline**

Independent marketers, sales, 23:29-30, 32, 36-7; 26:65-6

Prices, setting, 23:8-9, 12, 14, 17, 19; 26:56-7, 58-9, 61, 74

Retail sales, market share, 26:71

Layoffs, 26:67-8

Losses, downstream activities, 23:27, 34-8; 26:66-7

NEP beneficiary, 7:45

Policies concerning, proposals,

Downsizing, 23:27, 41-2

Minister responsible, change, 23:28

*Status quo*, maintenance, 7:47-8, 61

Refining and marketing division

### **Crude oil**

Posted prices, 26:51-2, 53

Purchases, 26:49

Inventory, turn-over time, 26:45

Mandate, 26:43, 46

Profitability, 26:72-3

Return on capital, evaluation, 26:74-5

Role, 1:23, 32; 4:29; 5:30-1; 9:14; 25:30-1

Sale to private sector, proposed, 7:64, 65

### **Service stations**

Contractual arrangements with operators, 23:8-9, 12; 26:58-9, 60-3, 71-2

Default, response, 23:15-7, 19-20; 26:63-4

Surplus, disposition, 26:59-60

Tar sands development, 5:10

**Petro-Sun International Inc., 7:11**

## **Petroleum and gas revenue tax (PGRT)**

Deductibility, possible impact, 15:27-8

Exemptions, announcement of Apr. 30/1986, 26:11

Impact, 15:5

Inequity, 3:22; 8:26-7

Objectives, 7:43

Rate, 15:20, 29

Reduction, 12:84

Reform, proposals

Modifications, 2:8, 24

Reservations, 7:43-4, 46, 55-6; 23:33

## **Pétrole et produits pétroliers—Suite**

### **Prix —Suite**

#### **Brut —Suite**

##### **Prix affiché—Suite**

Etats-Unis, comparaison, 27:13-4; 28:19-21; 32:22-3

Graphique, 32:24

Evolution, 27:30

Fixation, 25:12-5, 45-7, 57-8; 26:44-5, 46, 51-2; 27:18-9; 28:14-8, 29-30, 46-7, 71; 32:29, 31

Fluctuations, 32:3

Formule basé sur le prix américain du West Texas Intermediate (WTI), 27:7-8, 10-2, 13

Abandon, 27:8, 11

Avantages, 27:9

Prix réels, rapport, 27:14

Surveillance, recommandation du Comité, 32:1, 23

Prix basé sur l'activité, proposition, 28:38, 39-40, 41-4, 52-4

Prix plancher, 10:30, 32-3; 19:20; 27:22-3; 32:17-8

Justification, 26:27-8

Opposition, 21:16-8; 25:41

Propositions, 23:33; 24:11, 23, 32-6; 26:15-6 28:37-8, 39-40, 52, 54

Recommandation du Comité, 19:20, 23

Sous-évaluation, 21:10; 27:14, 17, 20-2, 28

Brut synthétique, 28:83

### **Canadiens**

Données disponibles, manque, 23:28, 42

Fluctuations du marché, sensibilité, 20:18-9

Marchés américains et mondiaux, disparités, 23:45-8; 24:11-2, 13-5; 25:34, 45-50; 26:44

Prix rampe de chargement, 23:51; 25:20-1, 35-8, 60; 26:89; 28:26

Relèvement, répercussions, 1:15-6, 36-7

Stabilité, définition, 26:18-9

Tableaux et graphiques, 1A:30-1; 5A:11; 12A:108, 109; 13A:16; 20A:7, 9, 11

### **Production**

Encouragements, 12:84-6; 15:24, 26

Baisse, 2:6

Tableaux et graphiques, 2A:21

Coûts, 2:6-7; 4:13-4, 32-4; 12:25-7; 14:27; 26:7-9

Pétrole lourd, 10:30

Tableaux et graphiques, 2A:24

Terres domaniales, 6:13-4; 10:18, 31-2

Pétrole classique, 11:8

Graphique, 11A:7

Prix, lien, 26:21

Sensibilité au régime fiscale, 12:90

Graphique, 12A:136

Produit stratégique, 8:40-1; 19:3

### **Produits raffinés**

Libre-échange, facilitation, 23:28

Normes, restriction à la concurrence, 23:52

Structure des coûts, 26:45

Puits, abandon, 32:34-5

Récupération assistée du pétrole (RAP), 1:33-4; 4:12-3; 13:22-5

Baisse des prix, effet, 32:34

Considérations spéciales, 26:24

Revenus, partage, 7:43-4

Fédéral-provincial, 2:22-5

Gouvernements et industrie, 1:20; 2:7

Tableaux et graphiques, 2A:26

Stockage, programme, 2:31-2

Tarifs, Canada et autres pays, 26:79-80, 83-4; 26A:17-8

Taxation, 25:42

Taxes spéciales, réduction, propositions, 9:7, 10; 26:17-8, 29-30; 28:38

*Voir aussi*

Essence

**Petroleum and gas revenue tax (PGRT)—Cont'd**

- Senate opposition, 8:13-4
- Small explorers and producers, position, 24:7; 25:43
- Withdrawal
  - Committee recommendation, 19:11, 21
  - Cost, 24:33
  - Impact, 28:37
  - Proposals, 3:12-3; 5:12-3; 7:52-3; 11:22-3; 12:91; 15:16-7; 25:40, 43-5; 28:42, 45-6
  - Tar sands investments, 5:10

**Petroleum Incentives Program (PIP)**

- Abuses, 15:12
- Assessment, 3:27-8; 4:16, 26-7; 5:13-5; 6:10; 8:28-30; 10:7; 15:5; 17:15, 22; 19:4; 24:7-8; 28:37
- Grants, 4:10
- Impact
  - Canadian and multinational companies, comparison, 10:13-4
  - Oil industry, Canadianization, 2:20-2; 7:62
  - Petroleum exploration, 2:7; 4:7-10; 5:13-5; 11:33-4; 12:98-101; 15:10-1, 27, 29; 17:23; 22:12-3
- Industry, position, 7:66-7; 19:11
- PRGT, link, 15:13-4
- Purpose, 3:32; 4:9-10
- Reform, proposals, 2:27-8; 3:16-8; 4:15-6; 5:13; 6:10-1; 7:44
  - Impact, 3:26-7, 31-3; 4:10-1, 20-1; 7:53-4
  - Phasing out, 12:91; 15:13
  - Royalty-sharing, 17:10-1
  - Tax incentives substitute, 7:45-6; 10:9-11, 13-6; 11:13-6
- Regulatory processes, 5:28
- Replacement, 29:13
- Termination, 6:16; 11:12-3; 17:9, 23
  - Committee recommendation, 19:11, 21
  - Economic consequences, 26:13-4
  - Government's energy strategy, 22:6
- Phase-out process
  - Grandfathered activities, 22:7, 10, 11; 26:9-10
  - Expenditures, anticipated, 22:7, 10-2
  - Rules, 22:7
    - Ministerial discretion, 22:8-10

**Petroleum Incentives Program Act, Act to amend, subject-matter**

- See
  - Bill C-85, subject-matter

**Petroleum industry**

- See
  - Oil industry

**Petroleum Marketers Association of Canada**

- Brief, 23:25
- Recommendations
  - Anti-trust laws, passage, 23:48
  - Gulf Canada Limited refinery, Montreal, review of closure, 23:28
  - Oil and oil products, market information, 23:28
- Petro-Canada
  - Downsizing, 23:27, 41-2
  - Responsible minister, change, 23:28
- Refined petroleum products, free trade, 23:28

**Petroleum Monitoring Agency (PMA)**

- Analyses and statistics, 15:8-9, 14
- Petroleum industry, return on investments, report, 6:18; 8:24, 25-6, 35-6
- Purpose, 7:55

**Pétroles Esso Limitée**

- Crise du pétrole actuel, conséquences, 25:29
- Division de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, 25:6
- Distributeurs indépendants, rapports, 25:29-30
- Ententes contractuelles avec les exploitants de stations de services, 25:23-5
- Essence, prix, 25:9-10
  - Détermination, 25:23-5, 31
- Livret d'information, 25:7, 9, 10, 14, 15, 16, 25, 31, 33, 34
- Pétrole brut
  - Achats, 25:15-6
  - Baisse des prix, conséquences, 25:10-1
  - Prix affichés, 25:18-9
  - Fixation, 25:13-4
- Pétrole vendu aux Etats-Unis, 25:17-8, 33-4
  - Prix, fixation, 25:37
- Position
  - Essence, prix, 25:8-9, 27
  - Petro-Canada, 25:30-1
  - Pétrole brut, commercialisation, 25:27-8
- Produits, roulement, délai, 25:31-2, 33
- Profits, 25:7, 28-9
  - Essence, rendement et pertes, 25:10, 25, 33
- Stocks, évaluation, 25:19-20
- Tarification, système, 25:8-9, 11, 20-1, 25, 35-8
  - Voir aussi plus haut
    - Essence, prix
    - Pétrole brut — Prix affichés

**Petrosar Limited, 23:40****Photovoltaïcs—Energy from Sunlight, Etats-Unis, Département de l'Energie, 7:10, 14****Pipe-line du Nord, Comité sénatorial spécial**

- Récupération assistée du pétrole, enquête, recommandations, 26:24

**Pipe-lines**

- Déréglementation, 20:11
- Gazoduc Trans Québec et Maritimes, 1:22; 14:33
- Interprovinciaux, 21:13, 25
  - Capacité
    - Expansion, 20:22-3; 21:26
    - Limitations, 26:23; 28:28
  - Limités à une province, 20:31
- Monopoles, réglementation, besoin, 21:12-4
- Pétrole brut
  - Acheminement, temps requis, 20:27-9; 26:44
  - Proportionnalité (proration, système), 20:13-4, 32-3; 21:10; 24:39-40, 41-2
  - Marché supplémentaire, conséquences, 24:15, 16, 26-7, 40
- Tarifs, 21:9-10
- TransCanada Pipeline (réseau de pipeline transcanadien) (TCPL), 19:5, 12; 21:12-3
  - Réglementation, proposition, 21:24-5
- Utilisation, 20:15

**Politics (The) of Energy: The Development and Implementation of the NEP, G. Bruce Doern and Glen Toner**

- Portée, 7:40, 41

**Politique énergétique canadienne (La): rapport intérimaire, rapport au Sénat**

- Distribution, 19:35
- Exploitants indépendants du pétrole, réaction, 24:6



## Documents—Cont'd

- Energy, Mines and Resources Department, national energy policy, communications exercise, planning document, 8:12-3
- Esso Petroleum Canada, briefing book prepared for Committee, 25:7
- France (La) *photovoltaïque*—*Photovoltaics from France*, 7:14
- Husky Oil Limited  
Annual Report 1985, 26:11-2, 14  
Brief, May 5/1986, 26:15, 17, 18, 23, 29, 31, 40
- Imperial Oil Limited, *The State of Competition in the Canadian Petroleum Industry*, third submission to Restrictive Trade Practices Commission, 25:22, 27
- McAra, Cora and McAra, George, brief, 23:7
- National Energy Board, *Canadian Energy: Supply and Demand, 1983-2005*, 13:6-7
- PanCanadian Petroleum Limited  
Rombough, B.B., President and Chief Executive Officer, opening remarks, 27:10  
Slides, 27:10, 12-14, 15-6, 17, 28
- Passmore, Jeff, *Renewable energy: innovation in action*, 7:13
- Petroleum Marketers Association of Canada, brief, 23:25
- Petro-Canada  
Annual report 1985, 23:34  
Brief, 26:46
- Shell Canada Limited  
*Perspective on Energy Policy Directions*, 12:61, 62  
*Submission to the Standing Senate Committee on Energy and Natural resources Hearings in Canada by Shell Canada Limited*, May 1986, 28:7, 8, 10, 13
- Suncor Inc.  
Annual Report 1985, 28:58  
NEP, written brief to Committee, June 1984, 12:7, 8
- Texaco Canada Inc., *Annual Report 1985*, 25:44, 55, 66
- United States, Department of Energy, *Photovoltaics—Energy from Sunlight*, 7:10

## Witnesses

- Allan, G.A.T., Director, Planning and Control, Oil Sands Group, Suncor Inc.
- Anderson, George R.M., Assistant Deputy Minister, Energy Policy, Programs and Conservation Sector, Department of Energy, Mines and Resources
- Andrews, Robert, Managing Director, Independent Petroleum Association of Canada
- Armstrong, Graham, Director of Policy and Coordination, Energy Conservation and Oil Substitution Branch, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources
- Argue, David J., Senior Associate, Passmore Associates International
- Barkwell, Donald D., Executive Vice-President, Norcen Energy Resources Limited
- Battle, Edward G., President and Chief Executive Officer, Norcen Energy Resources Limited
- Beauregard, G.N., Senior Vice-President, Eastern Region, Petro-Canada Products Division, Petro-Canada Inc.
- Bechtold, J.F., Senior Director, Supply Co-ordination, Petro-Canada Products Division, Petro-Canada Inc.
- Best, E.W., Past Chairman of the Board of Governors, Canadian Petroleum Association, President, Oil and Gas Division, BP Canada Inc.
- Blair, S. Robert (Bob), Chairman of the Board, Husky Oil Ltd.
- Brooks, David, Member, Board of Directors, Friends of the Earth
- Carlyle, Harry, President, Gulf Canada Resources Ltd.

## Documents—Suite

- Cockshutt, E. Philip, *Renewable Energy Technology: The Next Ten Years*, 16:32-3
- Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, *The State of Competition in the Canadian Petroleum Industry*, troisième présentation à la Commission sur les pratiques restrictives du commerce, 25:22, 27
- Conseil économique du Canada, mémoire présenté au Comité permanent des finances, du commerce et des questions économiques, Chambre des Communes, 4 février 1986, 23:57
- Energie, Mines et Ressources, ministère, politique nationale de l'énergie, programme de communications, document de planification, 8:12-3
- Etats-Unis, Département de l'Energie, *Photovoltaics—Energy from Sunlight*, 7:10
- France (La) *photovoltaïque*—*Photovoltaics from France*, 7:14
- Husky Oil Limited  
Annual Report 1985, 26:11-12, 14  
Mémoire, 5 mai 1986, 26:15, 17, 18, 23, 29, 31, 40
- McAra, M<sup>me</sup> Cora et McAra, M. George, mémoire, 23:7
- Office national de l'énergie, *Energie (L') au Canada: offre et demande, 1983-2005*, 13:6-7
- PanCanadian Petroleum Limited  
Diapositives, 27:10, 12-14, 15-6, 17, 28  
Rombough, M. B.B., président et chef de la Direction, observations, 27:10
- Passmore, Jeff, *Energie renouvelable: l'innovation à l'oeuvre*, 7:13
- Petro-Canada, *Rapport annuel 1985*, 23:34
- Pétroles Esso Canada, livret d'information, 25:7
- Shell Canada Limitée  
*Perspective sur les orientations de la politique énergétique*, 12:61, 62  
*Submission to the Standing Senate Committee on Energy and Natural resources Hearings in Canada by Shell Canada Limited*, mai 1986, 28:7, 8, 10, 13
- Suncor Inc.  
Annual Report 1985, 28:58  
PEN, mémoire écrit présenté au Comité, juin 1984, 12:7, 8
- Texaco Canada Inc., *Annual Report 1985*, 25:44, 55, 66

## Témoins

- Allan, M. G.A.T., directeur, Planification et contrôle, Groupe des sables bitumineux, Suncor Inc.
- Anderson, M. George R.M., sous-ministre adjoint, Secteur de la politique, des programmes et des économies d'énergie, ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources
- Andrews, M. Robert, administrateur délégué, Independent Petroleum Association of Canada
- Argue, M. David J., associé principal, Passmore Associates International
- Armstrong, M. Graham, directeur, Division de la politique et de la coordination, Direction de l'énergie et du remplacement du pétrole, Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, Energie, Mines et Ressources, ministère
- Barkwell, M. Donald D., vice-président exécutif, Norcen Energy Resources Limited
- Battle, M. Edward G., président et directeur général, Norcen Energy Resources Limited
- Beauregard, M. G.N., vice-président principal, région de l'est, Produits Petro-Canada, Petro-Canada Inc.
- Bechtold, M. M.J.F., directeur divisionnaire principal, Coordination de l'approvisionnement, Produits Petro-Canada, Petro-Canada Inc.

**Witnesses—Cont'd**

- Carruthers, Jeffrey, Deputy Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources; Deputy Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Indian Affairs and Northern Development
- Cockshutt, E. Philip, Director, Division of Energy, National Research Council
- Colby, Ken, Vice-President, Corporate Affairs, Norcen Energy Resources Limited
- Conrad, James R., Executive Vice-President, Petroleum Marketers Association of Canada
- Craig, David, Director and Member of the Executive Committee, Independent Petroleum Association of Canada
- Crombie, Hon. David Edward, Minister of Indian Affairs and Northern Development
- Curley, Hon. Tagak E.C., Minister of Energy, Mines and Resources, Government of the Northwest Territories
- Czaja, J.E., Executive Vice-President and Director, Shell Canada Resources Limited; President, Crows Nest Resources Limited
- Daniel, C. William, President, Chief Executive Officer and Director, Shell Canada Limited
- Dickson, J.A., Manager, Supplies and Operations Planning, Shell Canada Limited
- Doern, G. Bruce, School of Public Administration, Carleton University
- Dundas, Joe R., Immediate Past President, Director and Member of the Executive Committee, Independent Petroleum Association of Canada; President and Chief Executive Officer, Roxy Petroleum Ltd.
- Dyne, Peter J., Director General, Office of Energy Research and Development, Research and Technology Sector, Department of Energy, Mines and Resources
- Edge, C.G., Chairman, National Energy Board
- Eggen, Neal H., Senior Vice-President, Texaco Canada Resources
- Erb, R.B., Executive Vice-President, Canadian Automobile Association
- Falcone, C., General Manager—Corporate Strategies, Shell Canada Limited
- Francis, Bill, Francis Fuels Ltd., Petroleum Marketers Association of Canada
- Gérin, Jacques, Associate Deputy Minister (North), Department of Indian Affairs and Northern Development
- Gieck, Dennis R., President, Strand Oil & Gas Ltd.
- Goddling, Richard, Director, Technical and Travel Services, Canadian Automobile Association
- Graham, J. Tom, Manager, Heavy Oil Engineering, Heavy Oil Division, Husky Oil Ltd.
- Gray, Jim K., Executive Vice-President, Canadian Hunter Exploration Ltd.
- Gurel, D.O., Manager, Production, Husky Oil Ltd.
- Hammond, Rick, T.G. Hammond Ltd., Petroleum Marketers Association of Canada
- Herring, Don M., Managing Director, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors
- Hiles, W.A., Director, Energy Supply Branch, National Energy Board
- Hollbach, A.R., Assistant Deputy Minister, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources
- Holmes, J.A., Manager, International Trading, Shell Canada Limited
- Howard, John A., Director and Member of the Executive Committee, Independent Petroleum Association of Canada; President, Aberford Resources Ltd.

**Témoins—Suite**

- Best, M. E.W., ancien président du Conseil des gouverneurs, Association pétrolière du Canada; président, Division du pétrole et du gaz, BP Canada Inc.
- Blair, M. S. Robert, président du Conseil d'administration, Husky Oil Ltd.
- Brooks, M. David, membre du conseil d'administration, Amis de la terre
- Carlyle, M. Harry, président, Ressources Gulf Canada Inc.
- Carruthers, M. Jeffrey, sous-administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources; sous-administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
- Cockshutt, M. E. Philip, directeur, Division de l'énergie, Conseil national de recherches
- Colby, M. Ken, vice-président, Norcen Energy Resources Limited
- Conrad, M. James R., vice-président exécutif, Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers
- Craig, M. David, administrateur et membre du comité de direction, Independent Petroleum Association of Canada
- Crombie, honorable David Edward, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien
- Curley, honorable Tagak E.C., ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
- Czaja, M. J.E., vice-président exécutif et directeur, Shell Canada Resources Limited; président, Crows Nest Resources Limited
- Daniel, M. C. William, président et directeur général, Shell Canada Limited
- Dickson, M. J.A., directeur, Planification de l'approvisionnement et des opérations, Shell Canada Limitée
- Doern, M. G. Bruce, Ecole d'administration publique, Université Carleton
- Dundas, M. Joe, président sortant, administrateur et membre du comité de direction, Independent Petroleum Association of Canada; président et directeur général, Roxy Petroleum Ltd.
- Dyne, M. Peter J., directeur général, Bureau de recherche de l'énergie et du développement, Secteur de la recherche et de la technologie, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Edge, M. C.G., président, Office national de l'énergie
- Eggen, M. Neal H., vice-président principal, Texaco Canada Resources
- Erb, M. R.B., vice-président exécutif, Association canadienne des automobilistes
- Falcone, M. C., administrateur général, stratégies de la société, Shell Canada Limitée
- Francis, M. Bill, Francis Fuels Ltd., Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers
- Gérin, M. Jacques, sous-ministre associé (Nord), ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
- Gieck, M. Dennis R., président, Strand Oil & Gas Ltd.
- Goddling, M. Richard, directeur, Services techniques et voyages, Association canadienne des automobilistes
- Graham, M. J. Tom, gérant, Ingénierie du pétrole brut, division du pétrole brut, Husky Oil Ltd.
- Gray, M. Jim K., vice-président exécutif, Canadian Hunter Exploration Ltd.
- Gurel, M. D.O., gérant, production, Husky Oil Ltd.
- Hammond, M. Rick, T.G. Hammond Ltd., Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers
- Herring, M. Don M., directeur exécutif, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors
- Hiles, M. W.A., directeur, Direction des approvisionnements énergétiques, Office national de l'énergie
- Hollbach, M. A.R., sous-ministre adjoint, Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources

## Witnesses—Cont'd

- Kerwin, Larkin, President, National Research Council
- Kirkby, M.A., President and Chief Executive Officer, BP Canada Inc.
- Lazar, Harvey, Administrator, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources
- Liddy, B.D., Vice-President, Personnel and Administration Services, National Research Council
- McAra, Cora, Former Petro-Canada Operator, Gravenhurst, Ontario
- McDermid, John, M.P. (Brampton-Georgetown), Parliamentary Secretary to Minister of Energy, Mines and Resources
- McNeil, Michael, Director, Public Relations and Government Affairs, Canadian Automobile Association
- Maciej, Hans, Technical Director, Canadian Petroleum Association
- Maddock, Douglas W., Federal Government Relations, Texaco Canada Inc.
- Mann, D.W., Manager, Planning—Oil and Gas Division, Business Development Department, BP Canada Inc.
- Maxwell, H.B., Vice-President, Government Affairs, Suncor Inc.
- Mayo, R.J., President, Petro-Canada Products Division, Petro-Canada Inc.
- Mercier, J.A., President, Universal Explorations (83) Ltd.
- Miles, P., Acting Director General, Energy Studies; Director General, Energy Regulations, National Energy Board
- Morgan, Gwyn, President, Director and Member of the Executive Committee, Independent Petroleum Association of Canada
- Niedermaier, John A., President, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; President, Badger Drilling Ltd.; President, Petro Well Servicing
- Nielsen, Arne R., Chairman of the Board of Governors, Canadian Petroleum Association; Chairman of the Board, Chief Executive Officer and Director, Canadian Superior Oil Ltd.
- Oliver, W.L., Vice-President, Government Affairs, Resources Group, Suncor Inc.
- Orchard, Denis, Director, Home Energy Programs, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources
- Overvelde, G.J., Francis Fuels Ltd., Petroleum Marketers Association of Canada
- Padley, Barry, Vice-President, Finance, Roxy Petroleum Ltd.
- Passmore Jeff, President, Passmore Associates International
- Pegg, C.W., Advisor, Business Issues, Shell Canada Limited
- Penrose, Don, Vice-President, Planning and Administration, Esso Petroleum Canada
- Poyen, Jock S., General Manager, Economics and Regulation, Independent Petroleum Association of Canada
- Price, Arthur R., President, Husky Oil Ltd.
- Priddle, Roland, Chairman, National Energy Board
- Pulfer, J.K., Vice-President, Finance, National Research Council
- Purdie, Roger, Vice-President, Marketing, Esso Petroleum Canada
- Quesnel, Raymond, Legal Consultant, Department of Energy, Mines and Resources
- Reinwart, W.C., Vice-President, Marketing, PanCanadian Petroleum Limited
- Robert, Patrick, Director, Economic Council of Canada
- Rombough, Bartlett B., President and Chief Executive Officer, PanCanadian Petroleum Limited
- Rowan, Gordon R., Vice-President, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; President, Cactus Drilling
- Scotland, W.A., Associate Vice Chairman; Chairman, Standing Panel on Oil, National Energy Board
- Slater, David, Chairman, Economic Council of Canada

## Témoins—Suite

- Holmes, M. J.A., directeur, Opérations internationales, Shell Canada Limitée
- Howard, M. John A., administrateur et membre du comité de direction, Independent Petroleum Association of Canada; président, Aberford Resources Ltd.
- Kerwin, M. Larkin, président, Conseil national de recherches
- Kirkby, M. M.A., président et directeur général, BP Canada Inc.
- Lazar, M. Harvey, administrateur, Programme d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Mann, M. D.W., gérant de la planification, Division du pétrole et du gaz naturel, Direction des activités commerciales, BP Canada Inc.
- Liddy, M. B.D., vice-président, Personnel et services administratifs, Conseil national de recherches
- McAra, M<sup>me</sup> Cora, ancienne exploitante de station-service Petro-Canada, Gravenhurst, Ontario
- McDermid, M. John, député (Brampton-Georgetown), secrétaire parlementaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- McNeil, M. Michael, directeur, Relations publiques et affaires gouvernementales, Association canadienne des automobilistes
- Maciej, M. Hans, directeur technique, Association pétrolière du Canada Suncor Inc.
- Mayo, M. R.J., président, Produits Petro-Canada, Petro-Canada Inc.
- Mercier, M. J.A., président, Universal Explorations (83) Ltd.
- Miles, M. P., directeur général intérimaire, Etudes de l'énergie; directeur général, Réglementation de l'énergie, Office national de l'énergie
- Morgan, M. Gwyn, président, directeur et membre du comité de direction, Independent Petroleum Association of Canada
- Niedermaier, M. John A., président, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; président, Badger Drilling Ltd.; président, Petro Well Servicing
- Nielsen, M. Arne R., président du Conseil des gouverneurs, Association pétrolière du Canada; président du Conseil d'administration, administrateur, directeur général, Canadian Superior Oil Ltd.
- Oliver, M. W.L., vice-président, Affaires gouvernementales, Groupe des ressources, Suncor Inc.
- Orchard, M. Dennis, directeur, Programmes énergétiques domiciliaires, Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Overvelde, M. G.J., Francis Fuels Ltd., Association canadienne de commercialisation des produits pétroliers
- Padley, M. Barry, vice-président, Finances, Roxy Petroleum Ltd.
- Passmore, M. Jeff, président, Passmore Associates International
- Pegg, M. C.W., conseiller, Questions commerciales, Shell Canada Limitée
- Penrose, M. Don, vice-président, Planification et administration, Pétroles Esso Canada
- Poyen, M. Jock S., directeur général, questions économiques et réglementation, Independent Petroleum Association of Canada
- Price, M. Arthur R., président, Husky Oil Ltd.
- Priddle, M. Roland, président, Office national de l'énergie
- Pulfer, M. J.K., vice-président, Finances, Conseil national de recherches
- Purdie, M. Roger, vice-président, Marketing, Pétroles Esso Canada
- Quesnel, M. Raymond, consultant juridique, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Reinwart, vice-président, Marketing, PanCanadian Petroleum Limited
- Robert, M. Patrick, directeur, Conseil économique du Canada



**Witnesses—Cont'd**

- Stoneman, D.G., Chairman, Natural Gas Policy Committee, Canadian Petroleum Association; Senior Vice-President, Business Development, Shell Canada Resources Ltd.; Chairman, Canadian Petroleum Association; Senior Vice-President, Business Development, Shell Canada Limited
- Tanny, Stephen, Senior Economist, Woods Gordon Management Consultants
- Taylor, D.J., Executive Vice-President, Shell Canada Limited
- Thompson, G.H., President, Esso Petroleum Canada
- Thompson, T.H., President and Chief Executive Officer, Suncor Inc.
- Thur, L.M., Associate Vice-Chairman, National Energy Board
- Toner, Glen, School of Public Administration, Carleton University
- Twiss, W.R., Vice-President, Corporate Planning, Petro-Canada Inc.
- Vles, Ray, Executive Director, Friends of the Earth
- Vollman, K.W., Director General, Pipeline Regulation, National Energy Board
- Walker, Stuart J., Senior Vice-President, Texaco Canada Inc.
- Waye, Ron W., Chairman, Service Rig Division, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; President, Widney Well Servicing Ltd.
- White, Ross, Director, Oil Branch, National Energy Board
- Whitham, K., Assistant Deputy Minister, Research and Technology, Research and Technology Sector, Department of Energy, Mines and Resources; Chairman, Interdepartmental Panel on R and D
- Wild, Colin C., General Manager, Supply and Distribution, Texaco Canada Inc.
- Williams, J.G., Past President, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; President, ADECO Drilling & Engineering Co. Ltd.
- Willson, Bruce, Thornhill, Ont.
- Wood, Stuart, Resource Economist, Ministry of Energy, Mines and Resources, Government of the Northwest Territories
- Woodruff, L.D., Chairman of the Board, Ultramar Canada Inc.
- Zariwny, Al, Secretary, Energy, Mines and Resources Secretariat, Ministry of Energy, Mines and Resources, Government of the Northwest Territories
- Zuker, Richard, Associate Director, Energy Group, Economic Council of Canada

For pagination, *see* Index by alphabetical order.

**Témoins—Suite**

- Rombough, M. Bartlett B., président et chef de la Direction, Pan-Canadian Petroleum Limited
- Rowan, M. Gordon R., vice-président, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; président, Cactus Drilling
- Scotland, M. W.A., vice-président associé; président, Comité permanent du pétrole, Office national de l'énergie
- Slater, M. David, président, Conseil économique du Canada
- Stoneman, M. D.G., président, Comité de la politique sur le gaz naturel, Association pétrolière du Canada; premier vice-président, Développement des affaires, Shell Canada Resources Ltd.; président, Association pétrolière du Canada; premier vice-président, Développement des affaires, Shell Canada Limitée
- Tanny, M. Stephen, économiste principal, Woods Gordon Management Consultants
- Taylor, M. D.J., vice-président exécutif, Shell Canada Limitée
- Thompson, M. G.H., président, Pétroles Esso Canada
- Thompson, M. T.H., président et directeur général, Suncor Inc.
- Thur, M<sup>me</sup>, vice-présidente associée, Office national de l'énergie
- Toner, M. Glen, Ecole d'administration publique, Université Carleton
- Twiss, M. W.R., vice-président, planification générale, Petro-Canada Inc.
- Vles, M. Ray, directeur exécutif, Amis de la terre
- Vollman, M. K.W., directeur général, réglementation des pipelines, Office national de l'énergie
- Walker, M. Stuart J., vice-président principal, Texaco Canada Inc.
- Waye, M. Ron W., président, Service Rig Division, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; président, Widney Well Servicing Ltd.
- White, M. Ross, directeur, Direction du pétrole, Office national de l'énergie
- Whitham, M.K., sous-ministre adjoint, Recherche et technologie, Secteur de la recherche et de la technologie, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources; Président, Equipe interministérielle sur la recherche et le développement
- Wild, M. Colin C., directeur général, Approvisionnement et distribution, Texaco Canada Inc.
- Williams, M. J.G., ancien président, Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors; président, ADECO Drilling & Engineering Co. Ltd.
- Willson, M. Bruce, Thornhill, Ont.
- Wood, M. Stuart, économiste en ressources, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
- Woodruff, M. L.D., président du conseil d'administration, Ultramar Canada Inc.
- Zariwny, M. Al, secrétaire, Secrétariat de l'énergie, des mines et des ressources, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
- Zuker, M. Richard, directeur associé, Groupe de recherche sur l'énergie, Conseil économique du Canada

Pour pagination, *voir* Index par ordre alphabétique.











*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9







JUN 10 1987



